

VERSORGUNGSSICHERHEIT  
STROM

# Anhang 2

---

Annahmen und Szenarienbeschreibung

Stand und Entwicklung der  
Versorgungssicherheit im Bereich der  
Versorgung mit Elektrizität

September 2025



Bundesnetzagentur

# **Anhang 2**

## **Annahmen und**

## **Szenarienbeschreibung**

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,  
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Referat 626

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-0

Fax: +49 228 14-8872

E-Mail: [info@bnetza.de](mailto:info@bnetza.de)

# Inhaltsverzeichnis

<b>Inhaltsverzeichnis</b> .....	<b>3</b>
<b>A Szenarien und Sensitivitäten</b> .....	<b>5</b>
1. Zielszenario .....	5
2. Szenario "Verzögerte Energiewende" .....	7
3. Sensitivitäten .....	12
<b>B Annahmen und Eingangsdaten</b> .....	<b>14</b>
1. Auswahl der Wetterjahre und Bestimmung des Referenzwetterjahrs .....	14
2. Kosten einer Unterdeckung (Preislimit) .....	15
3. Entwicklung der erneuerbaren Energien .....	15
4. Entwicklung des Bruttostromverbrauchs .....	19
5. Entwicklung des öffentlichen Fernwärmebedarfs .....	21
6. Entwicklung der Brennstoff- und CO <sub>2</sub> -Preise .....	23
7. Kraftwerksgruppen und Kraftwerkspark .....	24
8. Annahmen zu den Bestandsveränderungen der Kraftwerke .....	29
9. Annahmen zu Kernkraftwerken .....	32
10. Annahmen zu Biomasse-Anlagen .....	34
11. Annahmen zur Projektierungszeit .....	35
12. Annahmen zur Kraftwerksstrategie .....	35
13. Annahmen zur Nachfrageflexibilität .....	36
14. Annahmen zu Speichern .....	39
15. Annahmen zu den Einsatz- und Investitionskosten .....	40
16. Annahmen zu Kapazitätsmärkten .....	42
17. Annahmen zur Entwicklung der Stromhandelskapazitäten .....	43
18. Annahmen zur Regelleistungsvorhaltung .....	44
19. Annahmen zu Nichtverfügbarkeiten .....	48
20. Fester Randexport .....	51
21. Ausbauzustand der Übertragungsnetze .....	52
22. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb .....	55
23. Netzverluste .....	57
24. Netzreserve .....	58
25. Besondere netztechnische Betriebsmittel .....	59
<b>VERZEICHNISSE</b> .....	<b>60</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b> .....	<b>61</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b> .....	<b>63</b>



# A Szenarien und Sensitivitäten

Im Versorgungssicherheitsmonitoring Strom 2024 (VSM24) werden das Zielszenario mit zwei Sensitivitäten und das Szenario "Verzögerte Energiewende" (VE-Szenario) mit einer Sensitivität untersucht. Um ein Szenario aufzubauen, müssen zunächst Entwicklungen analysiert und Annahmen getroffen werden. Aus diesen Annahmen werden dann die Eingangsdaten für das jeweilige Szenario erstellt.

## 1. Zielszenario

Das Zielszenario beschreibt die Ziel-Entwicklung für ein Betrachtungsgebiet und einen Betrachtungszeitraum. Entsprechend der Bezeichnung werden für das vorliegende Zielszenario die energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Ziele in Deutschland und Europa (Betrachtungsgebiet) berücksichtigt. Das Zielszenario erstreckt sich über den definierten Betrachtungszeitraum 2030 - 2035.

### Ziele

Für Deutschland werden die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung zugrunde gelegt. Diese sind zum Teil gesetzlich festgelegt. Darunter fallen z.B. der Ausstieg aus der Kohleverstromung bis spätestens 2038 und der Ausbau der erneuerbaren Energien nach dem EEG 2023. Zum Teil sind die Ziele in Leitlinien oder Absichtserklärungen beschrieben, wie zum Beispiel im Koalitionsvertrag.

Weiterhin berücksichtigt werden neben dem Netzentwicklungsplan (NEP) Strom 2023-2037/2045<sup>1</sup> inklusive dem dazugehörigen Szenariorahmen, auch das Pendant auf europäischer Ebene, der „Ten Year Network Development Plan“ (TYNDP)<sup>2</sup>. Der TYNDP bildet die energiepolitischen- und klimapolitischen Ziele der Europäischen Union ("Fit for 55") ab. Ebenso werden die Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland (BMWK Langfristszenarien)<sup>3</sup>, der World Energy Outlook (WEO)<sup>4</sup>, aktuelle Eurostat-Daten, Daten aus dem European Resource Adequacy Assessment (ERAA)<sup>5</sup>, Auswertungen und Analysen der Gutachter der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE) und weitere Quellen herangezogen.

### Betrachtungsgebiet

Das engmaschige europäische Stromnetz ermöglicht einen Stromhandel zwischen mehreren Ländern bzw. deren Gebotszonen. Somit wird der europäische Stromhandel durch energie- und wirtschaftspolitische Entscheidungen und Entwicklungen einzelner Staaten beeinflusst. Da das deutsche Stromnetz sehr zentral in Europa liegt und mit allen Stromnetzen der Nachbarstaaten vernetzt ist, hat wiederum das europäische

---

<sup>1</sup> <https://www.netzentwicklungsplan.de/nep-aktuell/netzentwicklungsplan-20372045-2023>

<sup>2</sup> <https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/>

<sup>3</sup> <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/>

<sup>4</sup> <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>

<sup>5</sup> <https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/sdc-documents/ERAA/2023/Net%20Transfer%20Capacities.zip>

Energiesystem einen großen Einfluss auf das deutsche Stromsystem. Aus diesem Grund wird Deutschland als Fokusregion um die Länder Belgien, Dänemark, Finnland, Frankreich, Großbritannien, Italien, Kroatien, Luxemburg, Niederlande, Norwegen, Österreich, Portugal, Polen, Rumänien, Schweden, Schweiz, Slowakei, Slowenien, Spanien, Tschechien und Ungarn ergänzt. Diese Länder (auch Zonen) werden ebenfalls analysiert und konsistente Zielpfade entsprechend der europäischen und dort geltenden bzw. angenommenen Rahmenbedingungen erstellt. Zudem werden mit Bornholm Energy Island und die mittels TritonLink verbundenen Danish Energy Island und Belgium Energy Island drei Offshore-Bidding-Zones berücksichtigt.

Das Betrachtungsgebiet umfasst 22 Länder in ganz Europa, wobei der Fokus im VSM24 auf Deutschland liegt. Wenn im Folgenden der Begriff Europa genutzt wird, ist damit das nachfolgend dargestellte Betrachtungsgebiet gemeint (Abbildung 1).

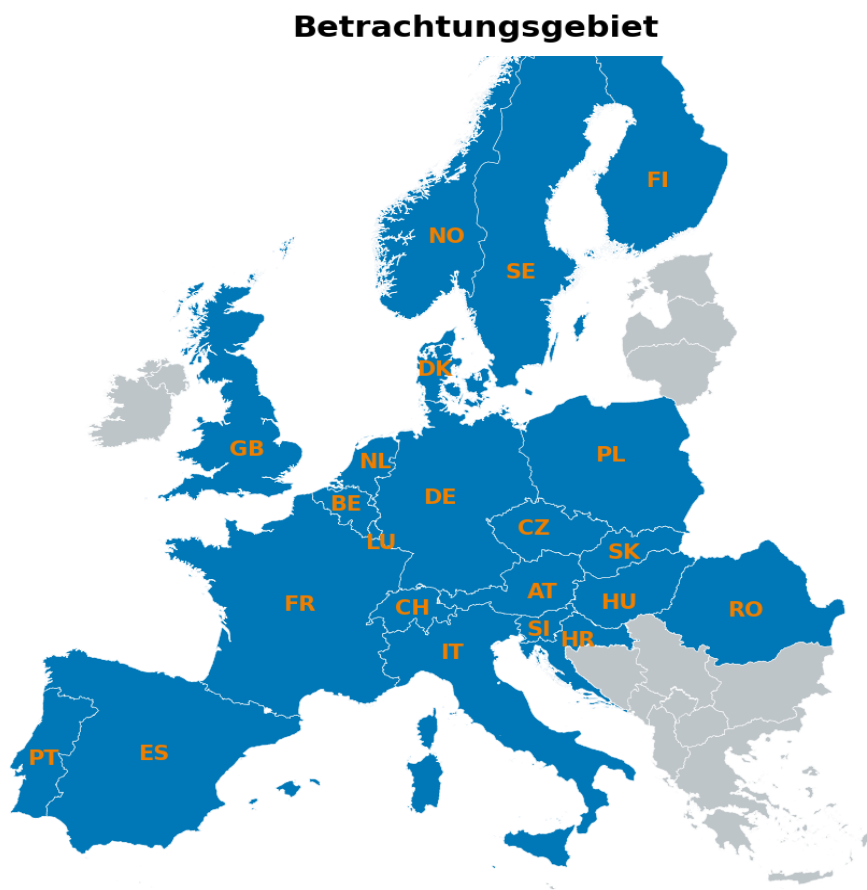


Abbildung 1: Betrachtungsgebiet VSM24

### Betrachtungszeitraum

Der Betrachtungszeitraum fokussiert sich auf die Jahre 2030 bis 2035. Das integrierte Investitions- und Einsatzmodell (IIEM) berechnet den Zeitraum der Jahre 2025 bis 2040, um Entscheidungen über die Stilllegung oder den Zubau von Kraftwerken während des Betrachtungszeitraumes treffen zu können. Somit werden die im Szenario beschriebenen Entwicklungen insoweit bis in das Jahr 2040 berücksichtigt.

## 2. Szenario "Verzögerte Energiewende"

Das Zielszenario legt als Annahmen die energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Ziele in Deutschland und Europa zugrunde. Im Szenario "Verzögerte Energiewende" (VE-Szenario) wird angenommen, dass sich diese Entwicklungen verzögern. Die Untersuchung eines solchen Szenarios bedeutet nicht, dass eine Verzögerung wahrscheinlicher als die Erreichung wäre oder gar eine Verzögerung angestrebt würde. Es wird lediglich im Sinne einer vorsichtigen Herangehensweise untersucht, in wie weit der Markt auch bei Abweichungen von den Zielen Versorgungssicherheit herstellen kann. Dazu wird geprüft, welchen Einfluss solche Verzögerungen auf die Entwicklung des Kraftwerksparks und somit die Versorgungssicherheit am Strommarkt haben. Mit den getroffenen Annahmen bildet das VE-Szenario gegenüber dem Zielszenario eine konservativere Einschätzung zur Zielerreichung ab.

Konkret werden die nachfolgenden Annahmen getroffen, die außer bei den nachstehenden Punkten zur Kraftwerksstrategie und zu den Braunkohlestilllegungen, jeweils für das gesamte Betrachtungsgebiet gelten:

### 1. Verzögerter EE-Ausbau

Für das VE-Szenario werden die gesetzlichen Vorgaben für EE-Anlagen (Wind an Land, Wind auf See und Photovoltaik) um zwei Jahre verzögert. Dies bedeutet bspw., dass die gesetzlich vorgesehenen Zubauzahlen bzw. Energiemengen für PV für das Jahr 2030 in diesem Szenario erst im Jahr 2032 erreicht werden (vgl. Abbildung 3). Das Zielszenario startet in den modelltechnischen Berechnungen mit den jeweiligen Zeitreihen für Wind und PV ab dem Jahr 2025. Das VE-Szenario startet mit den jeweiligen Zeitreihen des Jahres 2023, die für das Jahr 2025 angenommen werden. So wird eine zweijährige Verzögerung sowohl für PV als auch für Wind an Land und auf See abgebildet.

**Energiemengen [TWh]**

	Deutschland			Betrachtungsgebiet ohne DE		
	Photovoltaik	Wind auf See	Wind auf Land	Photovoltaik	Wind auf See	Wind auf Land
2023	68,3	28,4	127,3	149,9	120,0	380,3
2024	73,8	29,7	132,5	160,1	126,0	397,2
2025	87,6	34,2	146,6	181,3	138,9	432,4
2026	105,4	40,5	163,6	226,7	163,3	486,8
2027	125,1	45,5	182,4	299,3	198,1	562,0
2028	144,7	50,4	205,1	372,9	234,2	637,3
2029	164,3	63,2	229,0	446,6	279,8	712,5
2030	182,9	90,1	251,2	520,5	340,3	787,8
2031	201,0	115,1	271,4	584,5	415,8	857,1
2032	219,7	129,6	292,4	638,0	476,4	920,1
2033	237,9	144,1	313,3	691,5	513,4	983,2
2034	254,8	158,6	334,8	745,1	548,9	1046,3
2035	269,2	173,3	356,6	798,6	589,3	1109,4

Tabelle 1: Tabelle mit den Energiemengen für Wind und PV 2023- 2035 für DE und Betrachtungsgebiet ohne DE; (Quelle: FfE)

Der Vergleich der aktuellen Ausbautzahlen für PV und Wind mit den angestrebten Ausbauzielen zeigt, wie nachfolgend dargestellt, dass Verzögerungen im angenommenen Umfang nicht ausgeschlossen sind:

## 2. Verzögerung Photovoltaik in Europa

Für das Betrachtungsgebiet ohne Deutschland ist der TYNDP 2022 die Datenbasis für das Zielszenario. Der TYNDP 2022 steht im Einklang mit den damaligen Klimazielen der europäischen Union. Doch nicht alle Länder haben ihre nationalen Ausbauziele für Photovoltaik bereits auf das Niveau des TYNDP angehoben<sup>6</sup>.

## 3. Verzögerung Windkraft in Europa

Die für die Zielerreichung notwendige Dynamik bei der Windkraft bleibt in Europa bisher aus. Der Zubau im Jahr 2023 ist sogar rückläufig gewesen. Im Jahr 2022 wurden 15,4 GW Wind an Land installiert, im Jahr 2023 11,9 GW.

<sup>6</sup> [https://commission.europa.eu/energy-climate-change-environment/implementation-eu-countries/energy-and-climate-governance-and-reporting/national-energy-and-climate-plans\\_en#national-energy-and-climate-plans-2021-2030](https://commission.europa.eu/energy-climate-change-environment/implementation-eu-countries/energy-and-climate-governance-and-reporting/national-energy-and-climate-plans_en#national-energy-and-climate-plans-2021-2030)

<b>Leistung [GW]</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>
Wind an Land	186	202	214
Wind auf See	26	30	34

Tabelle 2: Windkraftleistung im Betrachtungsgebiet; (Quelle: ICIS, Bundesnetzagentur)

<b>Zubau [GW]</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>
Wind an Land	+11,2	+15,4	+11,9
Wind auf See	+1,5	+3,6	+3,5

Tabelle 3: Zubau Windkraftleistung im Betrachtungsgebiet; (Quelle: ICIS, Bundesnetzagentur)

#### 4. Verzögerung des Aufwuchses der neuen Verbraucher (Elektroautos, Power-to-Gas, Power-to-Heat) um zwei Jahre

Analog zu den Annahmen des verzögerten EE-Ausbaus wird zudem angenommen, dass sich die Zuwachsraten neuer Verbraucher um zwei Jahre verzögern. Diese Annahme basieren auf den verschobenen Zeitreihen des Zielszenarios für Elektroautos, Power-to-Gas und Power-to-Heat-Anlagen. Die Unterschiede der entsprechenden Stromverbräuche in beiden Szenarien sind in Tabelle 4 dargestellt.

	<b>Stromverbrauch TWh in DE</b>			
	<b>2030</b>		<b>2035</b>	
	<b>Zielsz.</b>	<b>VE-Sz.</b>	<b>Zielsz.</b>	<b>VE-Sz.</b>
<b>BEV</b>	58,3	34,3	120,5	93,8
<b>PtG</b>	35,1	18,6	104,1	71,6
<b>PtH</b>	25,1	17,4	36,3	32,2

Tabelle 4: Stromverbrauch für Elektroautos, Power-to-Gas und Power-to-Heat in 2030 und 2035, Angaben in [TWh]

An den Beispielen Elektromobilität und Wärmepumpen werden Gründe für die getroffene Annahme erläutert:

#### 5. Elektromobilität

Im Zielszenario werden für das Jahr 2030 15 Mio. Elektrofahrzeuge angenommen. Das UBA prognostiziert im September 2024 nur 9,1 Mio. Elektroautos bis zum Jahr 2030.<sup>7</sup> Hieran wird deutlich, dass Unsicherheiten bestehen, ob die im Zielszenario angestrebten Werte tatsächlich erreicht werden. Aus diesem Grund wird die

<sup>7</sup> [www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/126\\_2024\\_texte\\_aktualisierung\\_tremod\\_.pdf](http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/126_2024_texte_aktualisierung_tremod_.pdf)

Annahme für Elektrofahrzeuge im VE-Szenario auf elf Mio. abgesenkt.

## 6. Wärmepumpen

Im September 2023 aktualisierte beispielsweise das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln aufgrund der Anpassung des Gebäudeenergiegesetzes die Prognose für das Jahr 2030 von 6,3 auf 4,8 Mio. installierte Wärmepumpen<sup>8</sup>. Für das ersten Halbjahr 2024 sanken die Anlagenverkäufe auf 90.000<sup>9</sup>.

### Absatz Heizungsärmepumpen

\*Prognose Stand Juli 2024

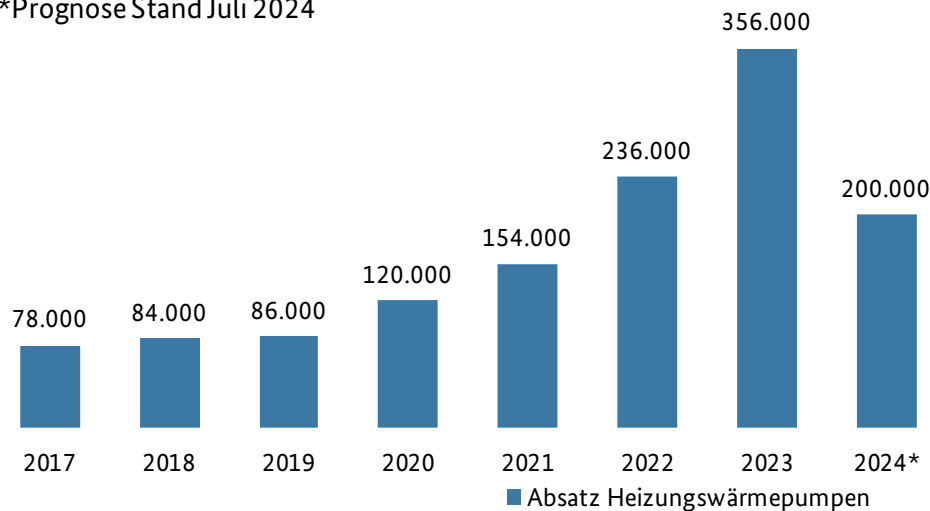


Abbildung 2: Absatz Heizungsärmepumpen; (Quelle: BWP / BDH Absatzstatistik, Bundesnetzagentur)

Diese Entwicklung bei der Installation von Wärmepumpen betrifft nicht nur Deutschland. In der EU ist der Umsatz bei dem Verkauf von Wärmepumpen im Jahr 2023 um 5 % gegenüber 2022 gesunken. Die Zahl der Verkäufe ist erstmalig rückläufig bei Betrachtung der letzten 15 Jahre.<sup>10</sup>

## 7. Verringerung der Flexibilität der neuen Verbraucher

Die in der Sensitivität angenommenen Flexibilitätspotentiale der neuen Verbraucher werden niedriger angesetzt als im Zielszenario. Die Flexibilität der verschiedenen Technologien wird zum Teil bereits in den Zeitreihen der Nachfrageflexibilitäten aus dem Zielszenario abgebildet. An Tagen mit geringer oder negativer residualer Last kommen Elektromobilität (Ladevorgänge), P2H Elektrodenkessel (Fernwärme) sowie Elektrolyseure<sup>11</sup> bevorzugt zum Einsatz. Da die Zeitreihen der Gutachter nicht weiter verändert werden können, verbleibt dieser Teil der Flexibilität in den Eingangsdaten. Der größere Teil der Flexibilität wird über

<sup>8</sup> [www.ewi.uni-koeln.de/de/aktuelles/angepasste-geg-novelle-waermepumpen-bleiben-essenziell/](http://www.ewi.uni-koeln.de/de/aktuelles/angepasste-geg-novelle-waermepumpen-bleiben-essenziell/) (abgerufen am 30.8.2024)

<sup>9</sup> [www.waermepumpe.de/presse/news/details/waermepumpenbranche-verzeichnet-marktstabilisierung/](http://www.waermepumpe.de/presse/news/details/waermepumpenbranche-verzeichnet-marktstabilisierung/) (abgerufen am 10.09.2024)

<sup>10</sup> [www.euractiv.de/section/energie-und-umwelt/news/erster-umsatzrueckgang-fuer-europaeische-waermepumpenindustrie/](http://www.euractiv.de/section/energie-und-umwelt/news/erster-umsatzrueckgang-fuer-europaeische-waermepumpenindustrie/) (abgerufen am 30.8.2024)

<sup>11</sup> Hier sind vor allem OffSite-Elektrolyseure gemeint. Im Gegensatz zu den OnSite-Elektrolyseuren stehen diese nicht direkt bei Industrieverbrauchern und können daher unabhängig von Produktionsvorgaben flexibel agieren.

die Modellannahmen abgebildet (Kapitel IB13). Entsprechend stark ist dieser Anteil verringert worden. Für das VE-Szenario wird die Flexibilität im Modell auf 20 % des im Zielszenario angenommenen Lastsenkungspotentials reduziert. Damit wird das Flexibilitätsniveau insgesamt betrachtet gegenüber dem Zielszenario in etwa halbiert.

### 8. Verlängerung der Realisierungszeit für Gaskraftwerke um zwei Jahre

Im VE-Szenario werden die Realisierungszeiten für Gaskraftwerke im Vergleich zum Zielszenario um zwei Jahre verlängert. Das bedeutet, dass Gasturbinen statt im Jahr 2028 erst ab dem Jahr 2030 und GuD-Anlagen statt im Jahr 2029 erst ab dem Jahr 2031 endogen zugebaut werden können.

### 9. Berücksichtigung der Kraftwerksstrategie

Im VE-Szenario wird die Kraftwerksstrategie (KWS) mit exogenen Vorgaben von 3 GW bis 2030 und 7 GW bis 2033 berücksichtigt. Die Kapazitäten verteilen sich wie folgt:

Kraftwerksstrategie in [MW]					
Jahr	Offene Gasturbine	Erdgas GuD	Erdgas GuD KWK	Wasserstoff GuD	Summe
2030	300	2.000	500	200	3.000
2031	150	800	250		1.200
2032	150	1000	250		1.400
2033	150	1.000	250		1.400
<b>Summe</b>	<b>750</b>	<b>4.800</b>	<b>1.250</b>	<b>200</b>	<b>7.000</b>

Tabelle 5: Kapazitäten der Kraftwerksstrategie nach Jahr und Technologie, Angaben jeweils in [MW]; (Quelle BMWK)

### 10. Verzögerung aller neuen Interkonnektoren um zwei Jahre

Alle neu dazukommenden Interkonnektoren im Betrachtungsgebiet werden mit einer Verzögerung von zwei Jahren angenommen. Die geplante Erweiterung der Grenzkuppelkapazität zwischen DE und FR z.B. wird für das Zielszenario ab 2030 unterstellt. Im VE-Szenario wird diese Kapazitätserhöhung erst ab 2032 berücksichtigt.

### 11. Annahmen für Kohlekraftwerke bis zum Jahr 2030

Im Zielszenario können alle Kohlekraftwerke im Modell endogen stillgelegt werden. Auch die CO<sub>2</sub>-Preise gelten dort für alle Technologien in gleicher Weise. Stilllegungsentscheidungen im Hinblick auf Braunkohlekraftwerke können modellbasiert nur teilweise abgebildet werden. Zwar liegen öffentliche Informationen darüber vor, dass sich die Betreiber längerfristig mit günstigen CO<sub>2</sub>-Zertifikaten eingedeckt haben<sup>12</sup>, jedoch sind die genauen Mengen und Preise dazu unbekannt. Daneben gibt es für die Tagebaue bestimmte genehmigungsrechtliche Vorgaben, etwa zu Abraummengen.

<sup>12</sup> Handelsblatt print: Heft 191/2021 vom 04.10.2021, S. 18 / Unternehmen

Im VE-Szenario wird daher ausgeschlossen, dass es bis zum Jahr 2030 zu endogene Stilllegungen von Braunkohleanlagen kommt. Die in Deutschland geltenden Vorgaben des KVBG bleiben davon unberührt. Beginnend mit dem Jahr 2030 sind endogene Stilllegungen möglich.

Diese Vorgabe kann dazu führen, dass die Anlagen so wenige Vollbenutzungsstunden aufweisen, dass ein Weiterbetriebsbetrieb der Kraftwerke aus wirtschaftlicher Sicht als unrealistisch zu bewerten ist. Daher wird bis einschließlich 2030 für alle Braunkohleanlagen unterstellt, dass die Betreiber über CO<sub>2</sub>-Zertifikate zu dem vergleichsweise günstigen Preis des Jahres 2020 in Höhe von ca. 20 €/tCO<sub>2</sub> verfügen.

Steinkohleanlagen können im VE-Szenario ab dem Jahr 2027 endogen stilllegen, weil für sie nicht die gleichen Hinderungsgründe wie für die Braunkohle zutreffen.

### 3. Sensitivitäten

Um den Einfluss einzelner Parameter auf die Versorgungssicherheitsindikatoren (LOLE und EENS) zu ermitteln, werden im VSM24 drei Sensitivitäten gerechnet, drei für das Zielszenario und eine für das VE-Szenario. Eine Sensitivität bezeichnet eine Änderung in einem Szenario, die sich aus der Variation eines (oder sehr weniger) Eingangsparameter(s) ergibt, die zu keinen signifikanten Änderungen der anderen Eingangsparametern führt.<sup>13</sup>

Die Bestimmung des Versorgungssicherheitsniveaus (VS-Niveau) erfolgt auf zwei aufeinander aufbauenden Modellen: dem IEM und dem probabilistische Versorgungssicherheitsmodell (PVSM). Das IEM berechnet den kosteneffizienten, zukünftigen Anlagenpark. Mittels des PVSM wird geprüft, ob dieser Anlagenpark ausreicht, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Das Ergebnis des PVSM sind die Versorgungssicherheitsindikatoren (VS-Indikatoren) LOLE und EENS, die das VS-Niveau charakterisieren. Innerhalb dieses geschlossenen Systems (IEM und PVSM) lassen sich keine unmittelbaren Rückschlüsse darauf ziehen, welchen Effekt einzelne Modellparameter auf das VS-Niveau haben. Die Sensitivitäten allein mit dem PVSM quantifizieren für das Zielszenario, welchen Einfluss die erneuerbaren Energien und die Nachfrageflexibilitäten auf das VS-Niveau haben und für Ziel- und VE-Szenario, wie sich der Kraftwerkspark ohne vorgegebene Kraftwerkstrategie entwickelt. Der Kraftwerkspark aus dem IEM bleibt dabei jeweils unverändert. Werden solche Änderungen bereits im IEM berücksichtigt, würde sich der Anlagenpark verändern. Es wäre nicht möglich, den Effekt auf das VS-Niveau isoliert zu betrachten.

#### Sensitivität Zielszenario: "Verzögerter EE-Ausbau in Deutschland"

Für die Sensitivität "Verzögerter EE-Ausbau in Deutschland" wird angenommen, dass sich der Ausbau der EE-Anlagen in Deutschland um zwei Jahre verzögert. Dies wird im Modell so umgesetzt, dass die festen Einspeisezeitreihen der Wind- und PV-Anlagen um zwei Jahre verzögert sind. Für das Berechnungsjahr 2030 werden z.B. die Einspeisezeitreihen aus dem Jahr 2028 verwendet.<sup>14</sup> Die restlichen Annahmen sind identisch zum Zielszenario.

---

<sup>13</sup> Vgl. ACER Decision 24-2020 on ERAA - Annex I (europa.eu).

<sup>14</sup> Vgl. Tabelle 1, die aufzeigt, was das konkret für die Erzeugungsmengen in den einzelnen Jahren bedeutet.

**Sensitivität Zielszenario: "Verringerte Flexibilität in Deutschland"**

Für die Sensitivität "Verringerte Flexibilität in Deutschland" wird angenommen, dass das Potential der Nachfrageflexibilitäten in Deutschland deutlich geringer ist im Vergleich zum Zielszenario. Konkret bedeutet das, dass das stündliche Lastsenkungs- und -erhöhungspotential im Modell auf 20 % der Ausgangswerte des Zielszenarios reduziert wird. Die restlichen Annahmen sind identisch zum Zielszenario.

**Sensitivität Zielszenario und VE-Szenario: Kraftwerkspark ohne Kraftwerksstrategie**

In einer weiteren Sensitivität wird mit dem IIEM der Kraftwerkspark berechnet ohne, dass die Kapazitäten der Kraftwerksstrategie vorgegeben werden. Der Zubau von Gaskraftwerken erfolgt dadurch dann rein modellgetrieben.

## B Annahmen und Eingangsdaten

Um ein Szenario berechnen zu können, müssen die Annahmen in Eingangsdaten für die Modellierung überführt werden. Konkrete Zielvorgaben, z.B. zum Ausbau der erneuerbaren Energien oder zur Anzahl der elektrisch betriebenen Fahrzeuge, werden in Parameter für die Modelle übersetzt und quantifiziert. Hierbei ist die Abhängigkeit der einzelnen Parameter zueinander zu berücksichtigen. Beispielsweise hat die Anzahl der elektrisch betriebenen Fahrzeuge einen Einfluss auf den Stromverbrauch. Ein hoher Stromverbrauch beeinflusst wiederum den Anteil erneuerbarer Energien an der Deckung des Stromverbrauchs.

Die Annahmen und Eingangsdaten für die Modellierung der Szenarien wird im Folgenden beschrieben. Insbesondere die dazugehörigen Zeitreihen wurde von der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (fE) erstellt<sup>15</sup>. Die Daten für die Berechnungen wurden grundsätzlich zum Stichtag 01.01.2024 erhoben.

### 1. Auswahl der Wetterjahre und Bestimmung des Referenzwetterjahrs

Die Wetterjahre bilden die Basis für die Modellberechnungen. Die Auswahl der Wetterjahre ist somit ein zentraler Ausgangspunkt. Da die zu untersuchenden Wetterjahre gemäß der ERAA-Methode nicht zu weit in der Vergangenheit liegen sollen, werden die Wetterjahre von 1998 bis 2017 untersucht. Jedes der 20 zu untersuchenden Wetterjahre ist durch unterschiedliche Residuallastgänge charakterisiert. Je nachdem, ob die zu deckende Residuallast gering oder hoch ist, ist weniger oder mehr Kraftwerksleistung notwendig.

Die Auswahl des Referenzwetterjahres beruht insbesondere auf den folgenden Kriterien:

12. Ertrag der Windenergieanlagen
13. typischer Stromverbrauch
14. typische Lastspitzen im Winter
15. Ertrag der Photovoltaikanlagen

Das Referenzwetterjahr soll eine möglichst durchschnittliche mittlere Windgeschwindigkeit (Ertrag der Windenergieanlagen) aufweisen, um einen typischen Ertrag der Anlagen abzubilden. Als Grundlage für den Stromverbrauch dienen sogenannte Gradtagzahlen bzw. die Gradtagzahl in der kältesten Woche mit einer typischen Lastspitze im Winter. Eine Gradtagzahl ist definiert als die Summe der Differenzen zwischen der durchschnittlichen Außentemperatur und der Innentemperatur (hier: 20 °C) an einem Tag innerhalb eines Zeitraumes. Es werden allerdings nur diejenigen Tage beachtet, an denen die durchschnittliche Außentemperatur unterhalb der Heizgrenztemperatur von 15 °C liegt.

Bei der Untersuchung der infrage kommenden Wetterjahre passen die Wetterjahre 2002, 2006 und 2017 grundsätzlich zu den oben erwähnten Kriterien. Beim Vergleich dieser drei Wetterjahre fällt allerdings im europäischen Kontext auf, dass die kälteste Woche im Wetterjahr 2006 überdurchschnittlich kalt war. Zudem weist die PV-Stromerzeugung in 2017 hohe regionale Schwankung zum historischen Mittelwert auf. Für die Berechnung des zukünftigen Kraftwerksparks kann momentan ein Wetterjahr berücksichtigt werden. Wenn

---

<sup>15</sup> Das Vorgehen dazu ist im Anhang 3 beschrieben.

nur ein Wetterjahr abgebildet werden kann, ist dasjenige zu wählen, dass die Gesamtheit der zu berücksichtigenden Wetterjahre im Durchschnitt am besten widerspiegelt. Da das Wetterjahr 2002 am ehesten der Anforderung genügt, den Durchschnitt aller Wetterjahre abzubilden, wird es in der vorliegenden Untersuchung als Referenzwetterjahr herangezogen.<sup>16</sup>

Um eine Aussage darüber treffen zu können, ob der ermittelte Kraftwerkspark versorgungssicher ist, wird für die sich anschließende Berechnung der VS-Indikatoren das Wetter variiert und wieder werden alle 20 untersuchten Jahre berücksichtigt.

## 2. Kosten einer Unterdeckung (Preislimit)

Das Preislimit stellt den Preis für eine Unterdeckung dar und beschreibt somit die angenommene maximale Zahlungsbereitschaft für Strom bei den unflexiblen Verbrauchern. Das angesetzte Preislimit im VSM24 entspricht dem gerundeten Grenzwert des Intraday-Markts in Höhe von 10.000 €/MWh und ist durch die ERAA-Methode vorgegeben.<sup>17</sup> Wenn es modelltechnisch, d.h. ökonomisch günstiger wäre, eine unterdeckte Stunde zu akzeptieren, als für die fehlende Lastdeckung die notwendige zusätzliche Kapazität aufzubauen, kostet der Strom in dieser Stunde im Modell 10.000 €/MWh. Je höher das Preislimit liegt, desto eher lohnen sich zusätzliche Kapazitäten im Modell.

## 3. Entwicklung der erneuerbaren Energien

Die Entwicklung des Ausbaus der Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) hat großen Einfluss auf das zukünftige Energiesystem in Deutschland und Europa. In erster Linie geht es um den Ausbau von Photovoltaik-, Wind an Land- und Wind auf See-Anlagen. Dieser Ausbau ist essenziell für die Erreichung der klimapolitischen Ziele.

In Deutschland sind die Ausbauziele der EE-Anlagen gesetzlich im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023) verankert.<sup>18</sup> In der folgenden Abbildung 3 sind die Ausbauziele für Deutschland abgebildet. Zu erkennen ist, dass die installierten Leistungen in den kommenden Jahren stark anwachsen. Zusätzlich zu den gesetzlichen Zielen, werden in den Jahren bis 2030 bei der Windkraft auf See die Projektfortschritte der im Bau befindlichen Offshore Windparks berücksichtigt. Da die Ziele gesetzlich nicht für alle Jahre geregelt sind, werden die Zwischenjahre für die Modellierung interpoliert.

---

<sup>16</sup> Die detaillierte Auswertung zum Referenzwetterjahr wird in Anhang 3 Kapitel 3 dargestellt.

<sup>17</sup> Artikel 5 Absatz 13 in der "ACER Decision on the ERAA methodology: Annex I".

<sup>18</sup> Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2023).

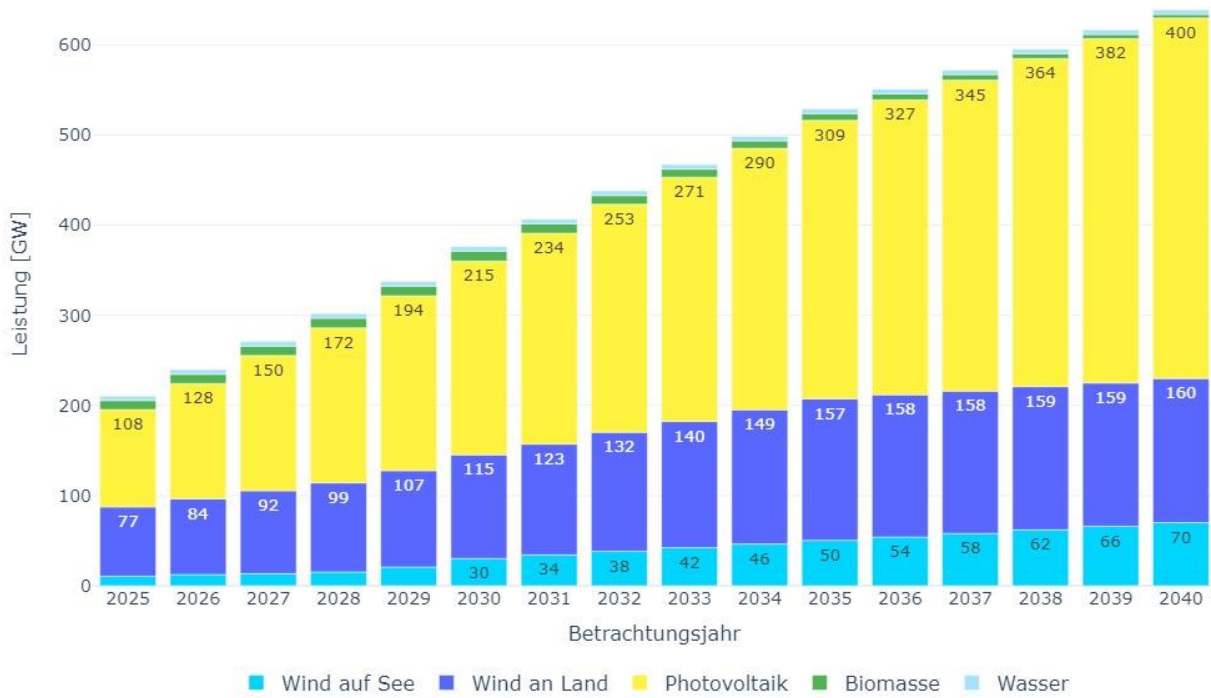


Abbildung 3: Ausbauziele [GW] der Erneuerbare Energien Anlagen gemäß dem EEG in Deutschland

Auf europäischer Ebene verfolgt der "Green Deal" das Ziel, Europa zum ersten klimaneutralen Kontinent zu machen<sup>19</sup>. Ein wichtiger Bestandteil ist auch hier der Ausbau der erneuerbaren Energien. Die konkreten Werte für das Betrachtungsgebiet werden dem Szenario "Distributed Energy" des TYNDP 2022 entnommen. Diesem Szenario des TYNDP wurden die Klimaziele der Europäischen Union zugrunde gelegt. In der folgenden Abbildung 4 sind die installierten Leistungen in Europa ohne Deutschland abgebildet.

<sup>19</sup> [https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal\\_de](https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_de)

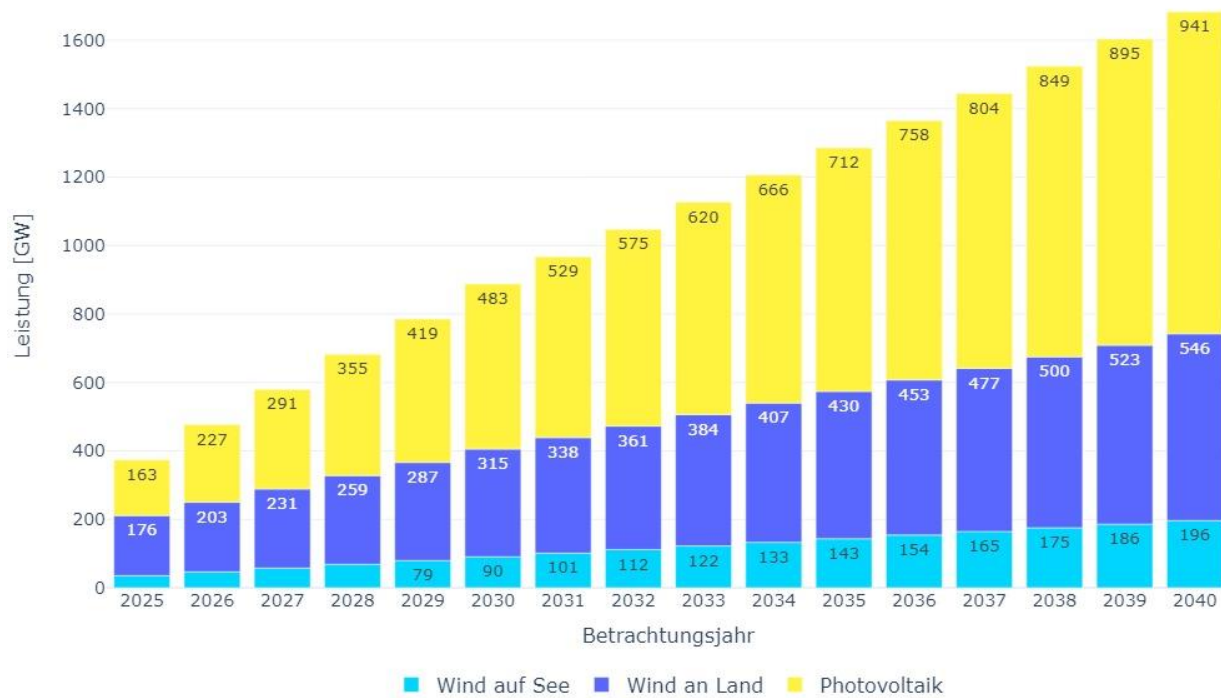


Abbildung 4: Ausbauziele [GW] für Wind- und PV-Anlagen im Betrachtungsgebiet ohne Deutschland

Abbildung 5 zeigt die interpolierten Energiemengen (TWh) der EE-Anlagen Deutschland. Es handelt sich jeweils um die aufsummierten Jahreswerte. Sie sind den in Anhang 3 erläuterten Zeitreihen entnommen. Diese Zeitreihen gehen in die Modellberechnungen ein. Der Zubau wird innerhalb eines Jahres interpoliert. Das bedeutet, dass die zugrunde gelegte installierte Leistung der EE-Anlagen nicht schon vollständig zum Jahresanfang zur Verfügung steht, sondern sukzessive über das Jahr zugebaut wird. In der Realität werden die EE-Anlagen nach und nach in Betrieb genommen, sodass die erzeugte Energiemenge mit jedem neuen Erzeuger tendenziell zunimmt. Dieser Umstand wurde bei der Aufbereitung der interpolierten Zeitreihen berücksichtigt.

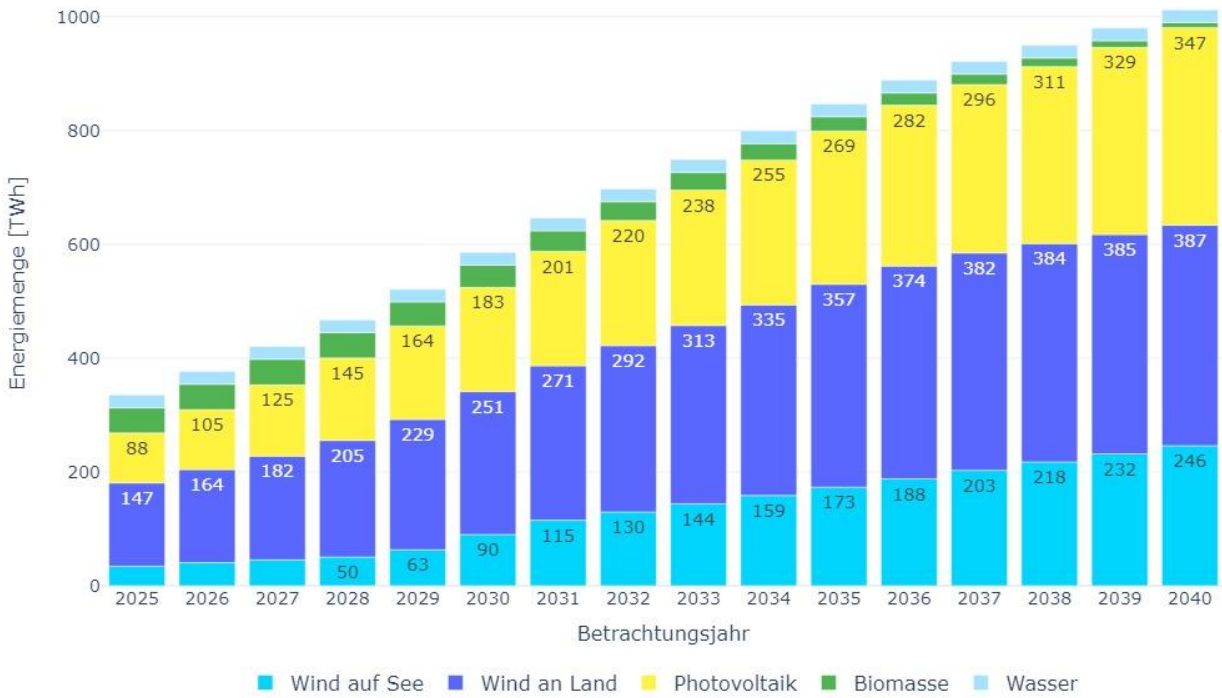


Abbildung 5: Interpolierte Energiemengen [TWh] der EE-Anlagen in Deutschland im Zeitverlauf

Einfluss auf die interpolierten Energiemengen hat zusätzlich auch das gewählte Wetterjahr 2002. Jedes Wetterjahr weist bei der EE-Erzeugung individuelle Charakteristika auf. Dies führt dazu, dass die dargestellten interpolierten Energiemengen im Vergleich zu den in § 4 EEG aufgeführten Energiemengen leicht abweichen, obwohl die zugrunde liegenden installierten Leistungen den gesetzlichen Vorgaben entsprechen. Im Anhang 3 ist das Vorgehen zur Ermittlung der Energiemengen beschrieben.

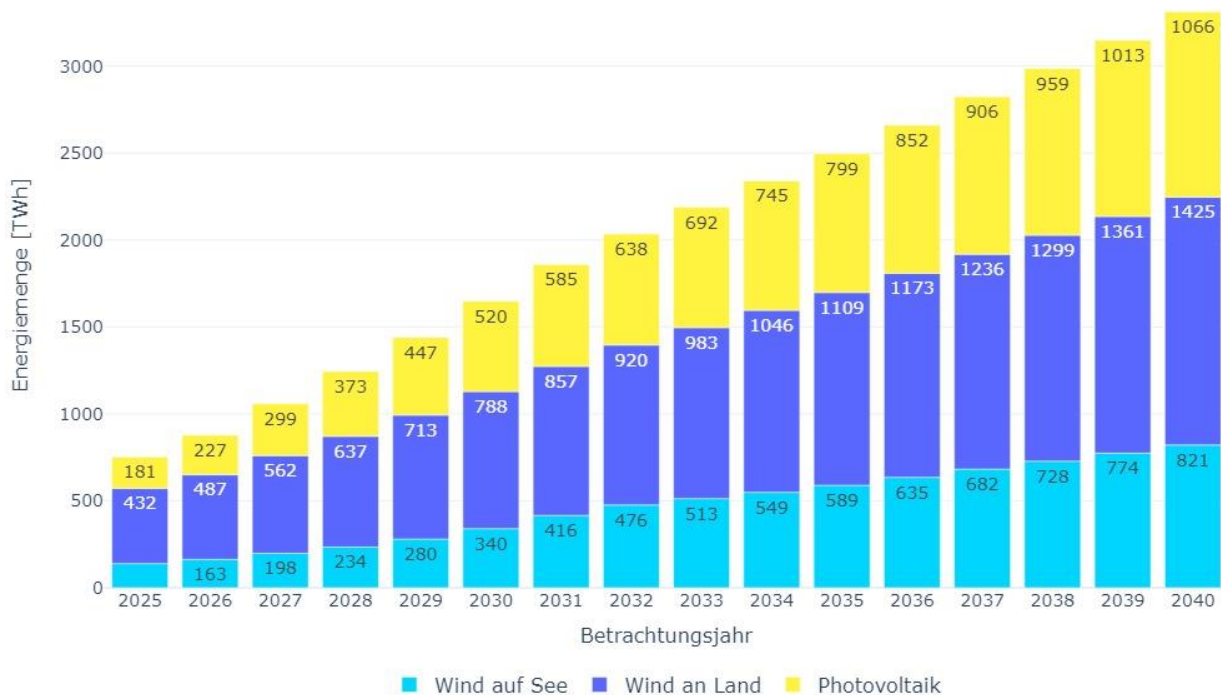


Abbildung 6: Interpolierte Energiemengen [TWh] von Wind- und PV-Anlagen im Betrachtungsgebiet ohne Deutschland

Abbildung 6 zeigt für Europa den starken Anstieg der Energiemengen aus Wind- und PV-Anlagen.

#### 4. Entwicklung des Bruttostromverbrauchs

Trotz Einsparungen im Stromverbrauch durch eine größere Effizienz steigt der Stromverbrauch durch die zunehmende Elektrifizierung der verschiedenen Sektoren europaweit. Durch die Elektrifizierung der Sektoren bei gleichzeitiger Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien sind jedoch Einsparungen von CO<sub>2</sub> möglich. Im Bereich des Verkehrs ersetzen beispielsweise batteriebetriebene Fahrzeuge nach und nach Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren. In den verschiedenen Bereichen der Wärmeerzeugung werden zunehmend Wärmepumpen eingesetzt. Dabei handelt es sich nur um zwei Beispiele, die unter die Kategorie "neue Verbraucher" fallen und für einen steigenden Stromverbrauch verantwortlich sind. Neben dem steigenden Stromverbrauch bringen diese Verbraucher aber auch Flexibilität in den Strommarkt (vgl. Kapitel 13).

In den folgenden Abbildungen werden entsprechend dem Vorgehen bei der Ermittlung der Energiemengen der EE-Anlagen die aufsummierten interpolierten Zeitreihen zum Stromverbrauch abgebildet. Der für das jeweilige Jahr prognostizierte Aufwuchs bei den neuen Verbrauchern wie beispielsweise E-Mobilität und Wärmepumpen liegt zu Jahresanfang noch nicht vor. Wie in der Realität werden diese zusätzlichen Verbraucher nach und nach über das Jahr in Betrieb genommen, sodass der Bruttostromverbrauch innerhalb des Jahres tendenziell zunimmt. Dieser Umstand wurde bei der Aufbereitung der interpolierten Zeitreihen berücksichtigt.

Interpolierter Stromverbrauch in Deutschland [TWh]

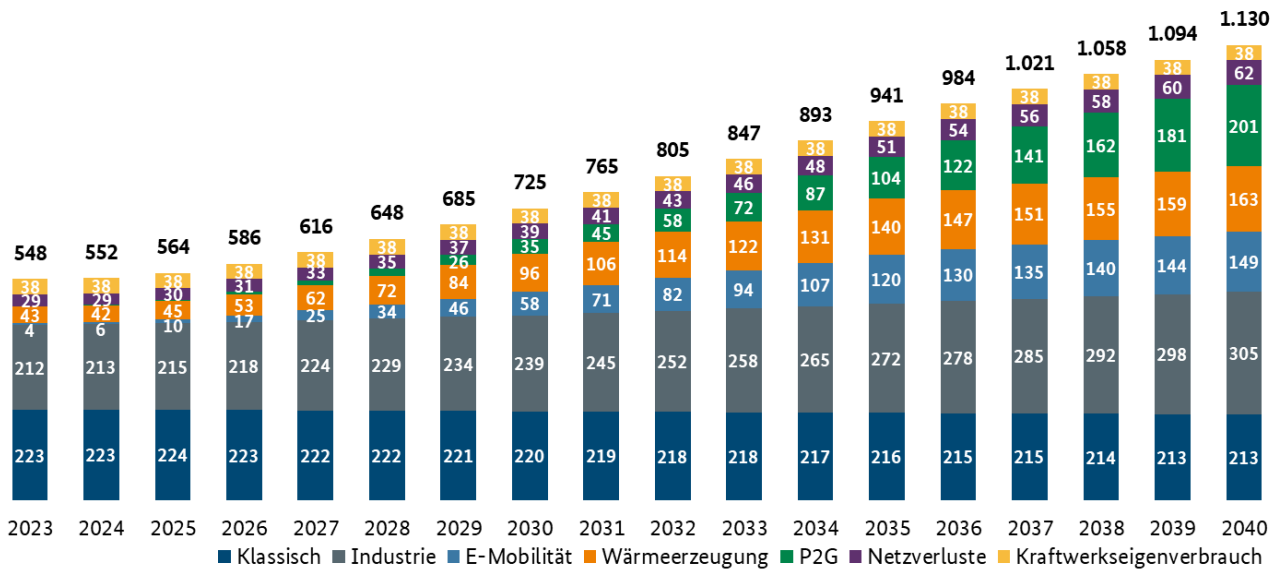


Abbildung 7: Interpolierter Stromverbrauch [TWh] in Deutschland im Zeitraum 2023- 2040

Wie in der Abbildung 7 zu sehen, steigt der Bruttostromverbrauch in Deutschland über die Jahre stetig an.<sup>20</sup> Durch die Verwendung der interpolierten Zeitreihen liegt der prognostizierte Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 bei 725 TWh. Der aus dem EEG ableitbare Stromverbrauch in Höhe von 750 TWh würde erreicht, wenn alle zusätzlichen neuen Verbraucher bereits vollständig am Jahresanfang in Betrieb wären. Während der "klassische Stromverbrauch" in etwa gleichbleibt, sorgen die neuen Verbraucher in der Industrie, E-Mobilität sowie die elektrische Wärmeerzeugung und Power-to-Gas (z.B. Elektrolyseuren) für den ansteigenden Bruttostromverbrauch.

<sup>20</sup> Die Netzverluste werden im Kapitel 22 beschrieben und die Annahme zum Kraftwerkseigenbedarf beruht auf historischen Werten.

### Interpolierter Stromverbrauch in Europa ohne Deutschland [TWh]

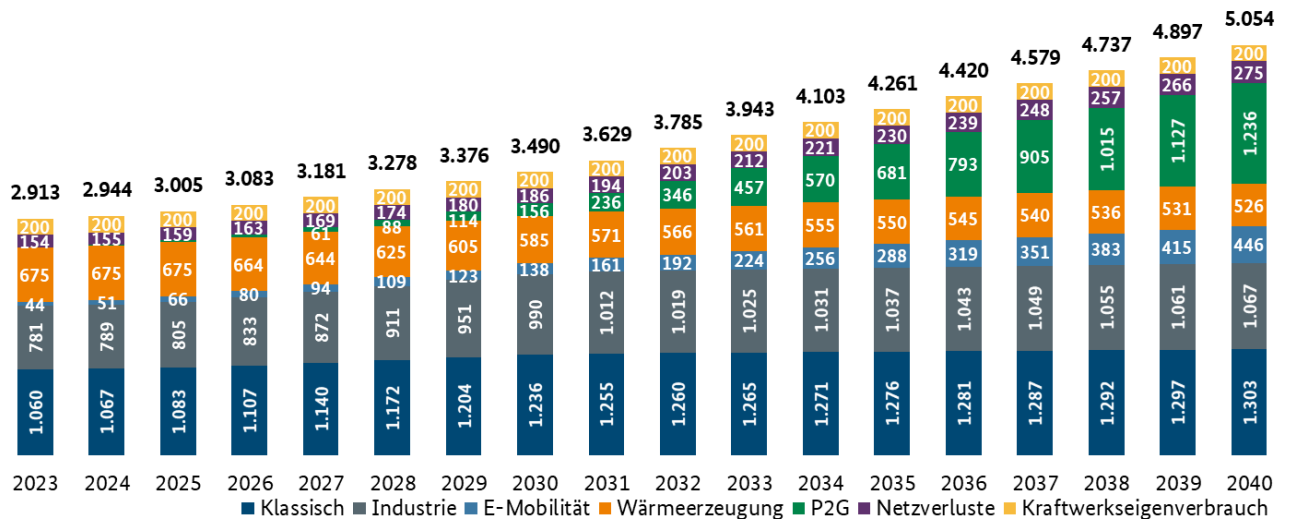


Abbildung 8: Interpolierter Stromverbrauch [TWh] in Europa ohne Deutschland

Ein ähnliches Bild wie in Deutschland zeigt sich im europäischen Ausland (Abbildung 8). Auch hier steigt der Bruttostromverbrauch durch die neuen Verbraucher kontinuierlich an. Die elektrische Wärmeerzeugung sinkt jedoch, da vor allem in Frankreich ineffiziente Elektroheizungen durch Wärmepumpen ersetzt werden. Im Jahr 2025 liegt der Bruttostromverbrauch bei 3.005 TWh und steigt bis zum Jahr 2030 auf 3.490 TWh an. Im Jahr 2040 übersteigt der Bruttostromverbrauch den Wert 5.000 TWh.

## 5. Entwicklung des öffentlichen Fernwärmebedarfs

Die öffentliche Fernwärmeerzeugung stellt Wärme für die Versorgung der öffentlich zugänglichen Fernwärmenetze bereit. Der Wärmebedarf wird mit vier verschiedenen Technologien bedient (Heizkessel, KWK-Anlagen, Großwärmepumpen und Elektrodenheizkessel). Hierbei steigt der Anteil an erneuerbaren Brennstoffen kontinuierlich. Langfristig sollen die fossilen Brennstoffe ersetzt werden. Unter "Heizkessel" werden Solar- und Geothermie-Anlagen, sowie Heizkessel mit der Befeuerung mit Öl, Erdgas, H<sub>2</sub> oder Biomasse erfasst. Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) produzieren Strom und Wärme aus fossilen und erneuerbaren Brennstoffen und nehmen am Wärme- und Strommarkt teil. Wärmepumpen (Großwärmepumpen) und Elektrodenheizkessel wiederum produzieren Wärme mit Strom. Dieser Strom muss am Strommarkt beschafft werden, was einen Einfluss auf den Stromverbrauch hat (vgl. Kapitel IB4). Wärmepumpen decken langfristig einen Großteil des elektrischen Fernwärmebedarfs und verdrängen so andere weniger effiziente Technologien aus dem Wärmesektor.

Wie bei den Zeitreihen zum Bruttostromverbrauch und zu den Energiemengen der EE-Anlagen wurden für den Wärmebedarf ebenfalls interpolierte Zeitreihen erstellt. Auch hier wird angenommen, dass die prognostizierten Anlagen (z.B. Wärmepumpen) in dem jeweiligen Jahr nicht bereits am Anfang zur Verfügung stehen. Vielmehr werden sie sukzessive über das jeweilige Jahr zugebaut. Diese Tatsache wird bei der Erstellung der interpolierten Zeitreihen berücksichtigt.

Innerhalb Deutschlands und in Europa steigt der Bedarf an öffentlicher Fernwärmeerzeugung, wie in den folgenden Abbildungen zu sehen ist.

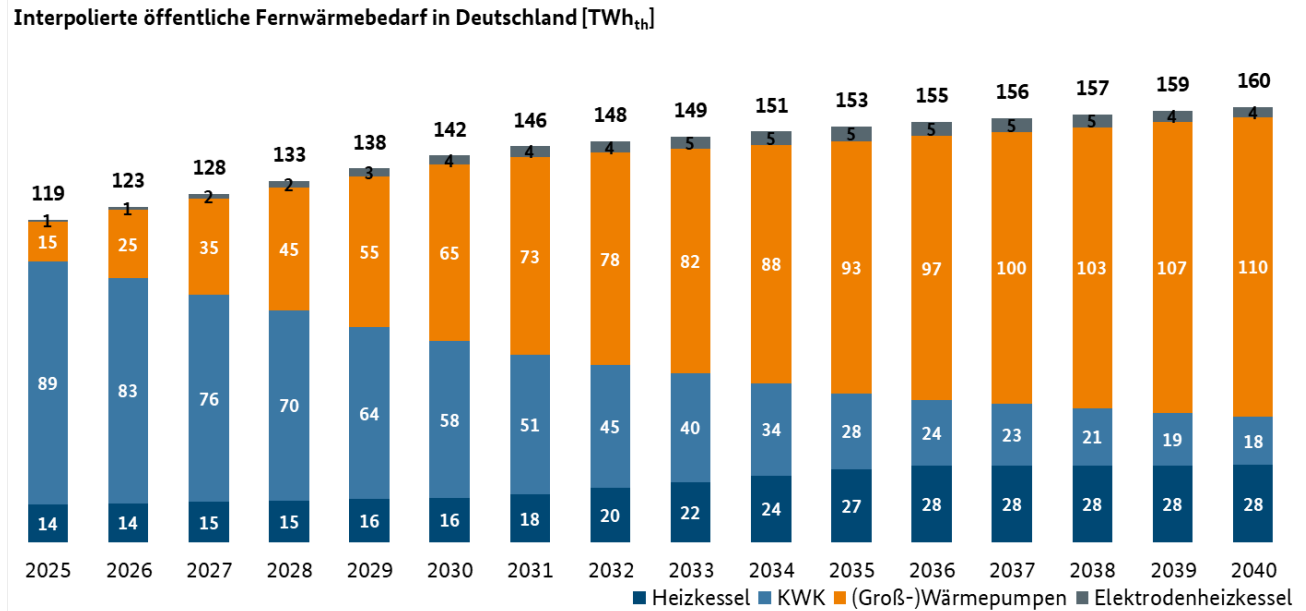


Abbildung 9: Interpolierte öffentliche Fernwärmebedarf [TWh<sub>th</sub>] in Deutschland

Abbildung 9 zeigt, dass der Fernwärmebedarf von 119 TWh im Jahr 2025 auf 143 TWh im Jahr 2030 steigt. Danach erfolgt der Anstieg des Fernwärmebedarfs moderat, sodass er im Jahr 2040 bei 160 TWh liegt. Der Anteil des KWK-Wärmebedarfs nimmt dabei kontinuierlich ab, während der Fernwärmebedarf der durch die (Groß-)Wärmepumpen gedeckt wird, stark zunimmt.

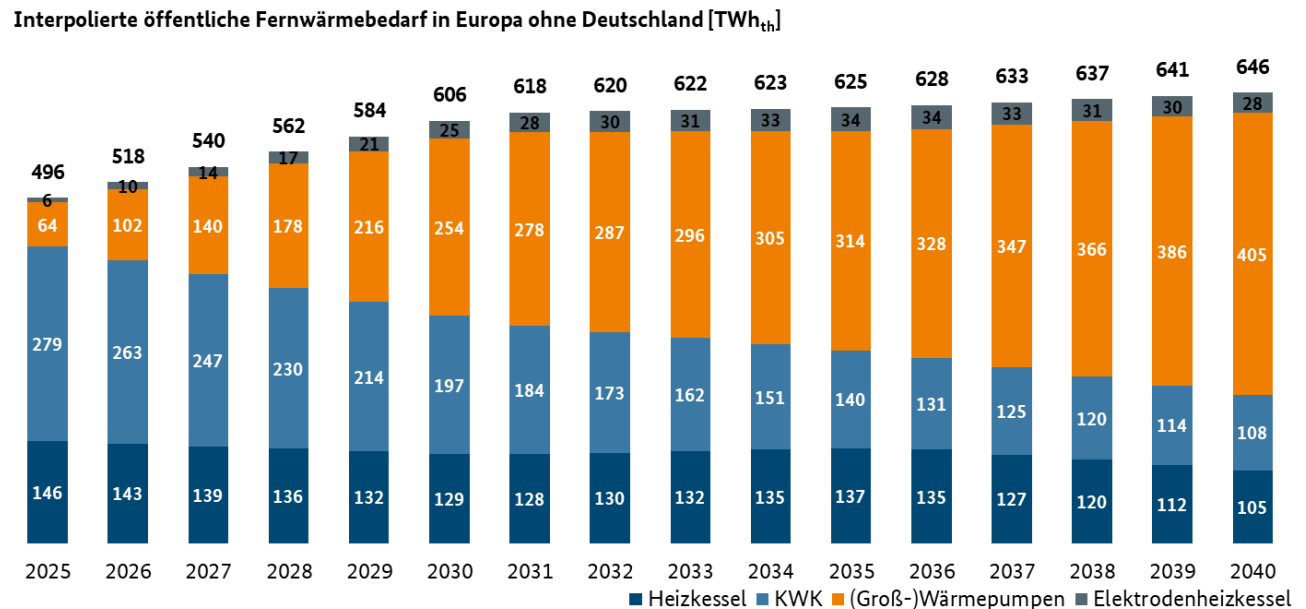


Abbildung 10: Interpolierte öffentliche Fernwärmebedarf [TWh<sub>th</sub>] in Europa ohne Deutschland

Für das gesamte Betrachtungsgebiet ergibt sich ein ähnliches Bild wie in Deutschland. Abbildung 10 veranschaulicht den starken Anstieg des gesamten Fernwärmebedarfs bis zum Jahr 2030. Danach steigt der Wärmebedarf nur noch moderat an. Im Jahr 2025 liegt der Wärmebedarf bei 495 TWh, im Jahr 2030 bei 605 TWh und im Jahr 2040 bei 645 TWh. Im gesamten Betrachtungsgebiet ist ebenfalls erkennbar, dass der

Anteil des KWK-Wärmebedarfs stetig abnimmt und der Anteil der (Groß-)Wärmepumpen kontinuierlich zunimmt.

## 6. Entwicklung der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise

Entscheidenden Einfluss auf die Entwicklung des zukünftigen Stromsystems haben die Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise. Sie stellen die maßgeblichen variablen Kostenfaktoren für die Kraftwerksbetreiber dar. Sie sind entscheidend dafür, zu welchen Preisen der Strom am Markt angeboten werden kann. Somit bestimmt die Entwicklung der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise neben dem Einsatz auch die Entscheidungen über die Stilllegung von Kraftwerken und Anlagen bzw. deren Neubau. Insbesondere hat der CO<sub>2</sub>-Preis einen großen Einfluss auf die CO<sub>2</sub>-intensiveren Technologien wie Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke.

Die Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise für 2025 wurden mit Stand März 2024 den jeweiligen Handelsplätzen (z.B. European Energy Exchange) entnommen. Neben diesen und den Future-Preisen wird für die weitere Preisentwicklung der WEO herangezogen. Dieser prognostiziert in verschiedenen Szenarien die Entwicklung börsengehandelter Brennstoffe und CO<sub>2</sub>-Zertifikate. Für das VSM24 wurde das Szenario "Announced Pledges Scenario" (APS) im WEO zugrunde gelegt, welches die Preisentwicklung ab dem Jahr 2030 beschreibt. Das APS stellt einen "Best-Guess" dar und basiert auf aktuell angekündigten Politikzielen und ist damit für die Modellierung einer wahrscheinlichen Entwicklung geeignet. Da die CO<sub>2</sub>-Preise auch einen Einfluss auf den Brennstoffverbrauch haben, werden auch die entsprechenden börsennotierten Brennstoffpreise aus dem Szenario APS übernommen. Die Zwischenjahre wurden interpoliert.

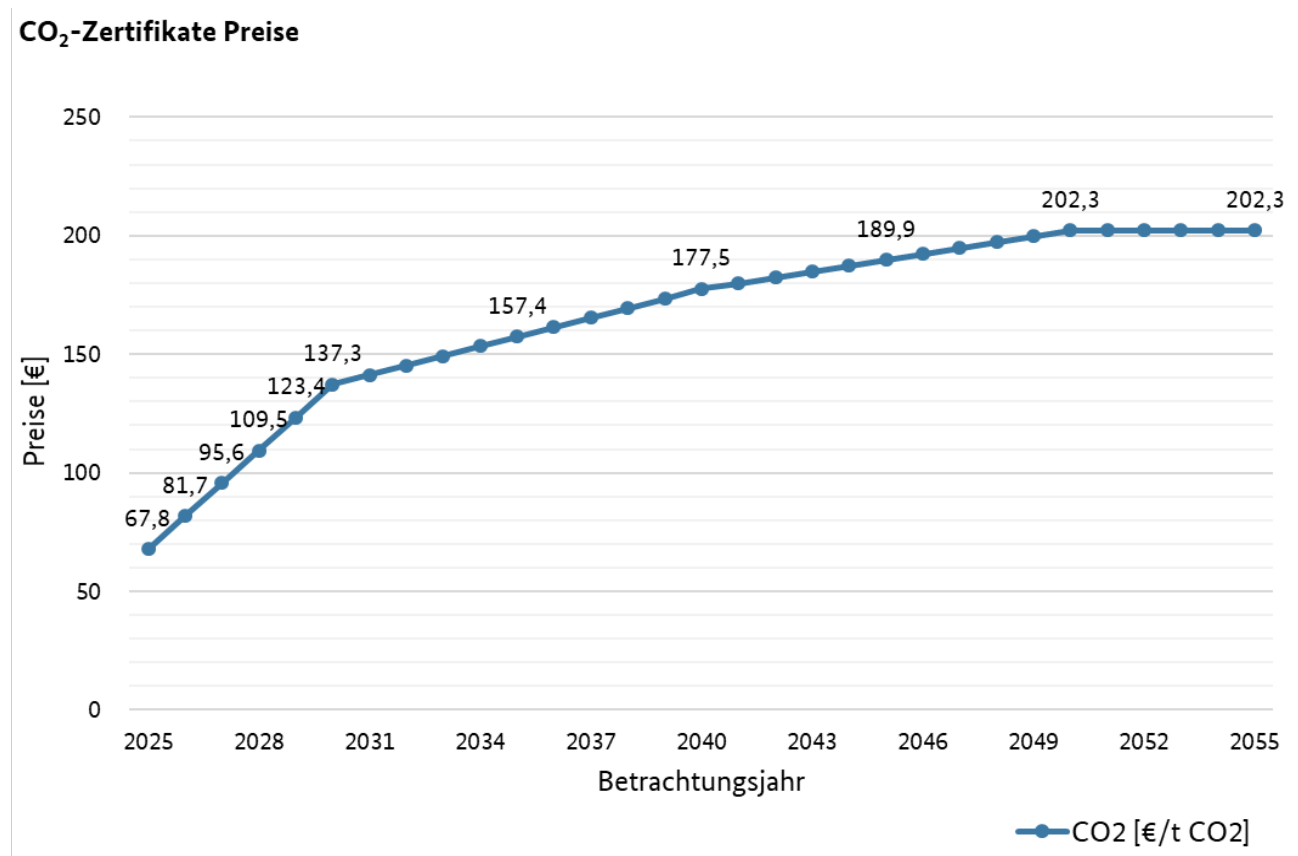


Abbildung 11: CO<sub>2</sub>-Zertifikate Preise; (Quelle: IEA)

## Brennstoffpreise

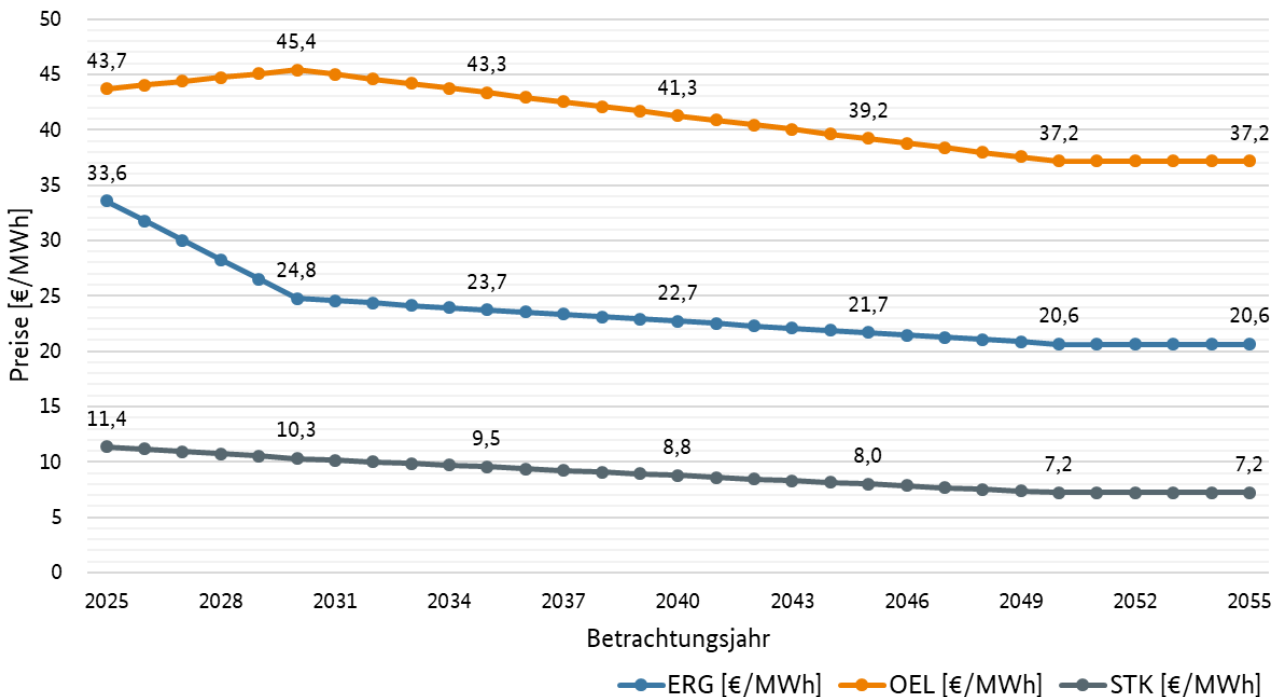


Abbildung 12: Brennstoffpreise; (Quelle: IEA)

In Abbildung 12 sind die Preise der börsennotierten Brennstoffe Erdgas (ERG), Erdöl (OEL) und Steinkohle (STK) abgebildet. Wie bei den CO<sub>2</sub>-Preisen werden die Future-Preise für das Jahr 2025 zugrunde gelegt. Die Preise zwischen 2025 und 2030 wurden interpoliert. Ab dem Jahr 2030 folgen die Preise dem Szenario APS aus dem WEO.

Für nicht an der Börse gehandelte Brennstoffe werden die Preisannahmen des TYNDP 2022<sup>21</sup> herangezogen. Für die Braunkohleanlagen wird ein Brennstoffpreis von 1,5 € pro MWh und für die Kernkraftwerke einen Brennstoffpreis von 2 € pro MWh angenommen. Beide Preise ändern sich im Laufe der Jahre nicht.

## 7. Kraftwerksgruppen und Kraftwerkspark

Für die Investitionsrechnung muss der Kraftwerkspark vereinfacht werden, damit die Berechnung in einer vertretbaren Zeit leistbar bleibt. Das heißt, dass die einzelnen Anlagen aus der zugrundeliegenden Kraftwerkliste<sup>22</sup> gemäß ihren technischen Eigenschaften (z.B. Energieträger) in Kraftwerksgruppen (Typen und Cluster) zusammengefasst werden. Bei den Kraftwerken wird im Modell zusätzlich je Kraftwerksgruppe bzw. Cluster zwischen Alt- und Neubestand unterschieden. Bereits bestehende Kraftwerke (bis inkl. Inbetriebnahmejahr 2024) werden als Altbestand zusammengefasst. Alle neuen Kraftwerke (ab inkl.

<sup>21</sup> [https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2022/04/TYNDP\\_2022\\_Scenario\\_Building\\_Guidelines\\_Version\\_April\\_2022.pdf](https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2022/04/TYNDP_2022_Scenario_Building_Guidelines_Version_April_2022.pdf)

<sup>22</sup> Die Kraftwerkliste für das Betrachtungsgebiet wurde in Zusammenarbeit mit der FfE erarbeitet. Siehe Anhang 3 Kapitel 9.

Inbetriebnahmejahr 2025) werden als Neubestand zusammengefasst und erhalten die Parameter, wie z.B. den elektrischen Wirkungsgrad, der aktuell modernsten Anlagen.

In Tabelle 6 ist die vollständige Liste der Typen und Cluster abgebildet<sup>23</sup>. Neben der Einordnung in Typen wird das jeweilige Cluster auch kurz erläutert. Das folgende Beispiel soll zur Erläuterung des Systems der Cluster bzw. Kraftwerksgruppen dienen:

Für alle Erdgaskraftwerke mit Gasturbine in Deutschland gibt es zwei Cluster. Eines für alle Kraftwerke ohne KWK-Eigenschaft (= Cluster "ERGo") und eines für alle mit KWK-Eigenschaft (= Cluster "ERGoX"). Im Modell gibt es für das Cluster "ERGo" den Altbestand, der den Bestand aller Kraftwerke bis inkl. dem Inbetriebnahmejahr 2024 umfasst und den Neubestand, der den Bestand aller Kraftwerke ab inkl. dem Inbetriebnahmejahr 2025 umfasst. Beide unterscheiden sich bei den variablen Betriebs- bzw. Einsatzkosten. Das kommt daher, da zur Berechnung der variablen Betriebskosten der individuelle elektrische Wirkungsgrad genutzt wird. Der elektrische Wirkungsgrad des Altbestands ist der leistungsgewichtete Mittelwert der elektrischen Wirkungsgrade aller Kraftwerke, die zu diesem Altbestand gehören. Der Neubestand hat als elektrischen Wirkungsgrad den einer Neuanlage. Nach dem gleichen Schema werden der Alt- und Neubestand sowie die jeweiligen elektrischen Wirkungsgrade bzw. variablen Betriebskosten für das Cluster "ERGoX" gebildet. Somit werden für alle Erdgaskraftwerke mit Gasturbine in Deutschland vier Cluster zur Abbildung genutzt. Darüber hinaus wird für die Altbestände keine weitere Unterscheidung nach Alter getroffen.

---

<sup>23</sup> Das detaillierte Vorgehen wird in Anlage 4 beschrieben.

Typ	Cluster	Erläuterung	
Flexibilitäten mit eigenständigen Abschaltungen (fa)	Ind1	Nachfrageflexibilität Industrie1	
	Ind2	Nachfrageflexibilität Industrie2	
	Ind3	Nachfrageflexibilität Industrie3	
	BEV	Nachfrageflexibilität Elektromobilität	
	GHD	Nachfrageflexibilität Gewerbe-Handel-Dienstleistungen	
	HSS	Nachfrageflexibilität Heimspeichersysteme	
Flexibilitäten mit Lastverschiebung (fi)	Ind4	Nachfrageflexibilität Industrie 4	
	P2Goff	Nachfrageflexibilität Power to Gas Offsite	
	P2Gon	Nachfrageflexibilität Power to Gas Onsite	
	P2Hfw	Nachfrageflexibilität Power to Heat Fernwärme	
	P2Hind	Nachfrageflexibilität Power to Heat Industrie	
	WP	Nachfrageflexibilität Wärmepumpen	
Kraftwerke (ohne KWK-Eigenschaft) (p)	ABF	Kraftwerke mit Primärenergieträger Abfall	
	BIO	Kraftwerke mit biogenem Primärenergieträger	
	BRK	Kraftwerke mit Primärenergieträger Braunkohle	
	ERGc	Kraftwerke mit Primärenergieträger Erdgas als GuD-Anlage	
	ERGo	Kraftwerke mit Primärenergieträger Erdgas und offener Gasturbine	
	GEO	Kraftwerke mit Primärenergieträger Geothermie	
	H2c	Kraftwerke mit Primärenergieträger Wasserstoff als GuD-Anlage	
	H2o	Kraftwerke mit Primärenergieträger Wasserstoff und offener Gasturbine	
	KGAS	Kraftwerke mit Primärenergieträger Kuppelgas	
	NEA	Netzersatzanlagen	
	NUK	Kraftwerke mit Primärenergieträger Kernenergie	
	OEL	Kraftwerke mit Primärenergieträger Öl	
	SON	Kraftwerke mit Primärenergieträger Sonstiges	
	STK	Kraftwerke mit Primärenergieträger Steinkohle	
	Kraftwerke mit KWK-Eigenschaft (ph)	ABFx	Kraftwerke mit Primärenergieträger Abfall und KWK-Eigenschaft
		BIOx	Kraftwerke mit Primärenergieträger Biomasse/-gas und KWK-Eigenschaft
		BRKx	Kraftwerke mit Primärenergieträger Braunkohle und KWK-Eigenschaft
ERGcx		Kraftwerke mit Primärenergieträger Erdgas und KWK-Eigenschaft als GuD-Anlage	
ERGoX		Kraftwerke mit Primärenergieträger Erdgas und KWK-Eigenschaft und mit offener Gasturbine	
GEOx		Kraftwerke mit Primärenergieträger Geothermie und KWK-Eigenschaft	
H2cx		Kraftwerke mit Primärenergieträger Wasserstoff und KWK-Eigenschaft als GuD-Anlage	
H2ox		Kraftwerke mit Primärenergieträger Wasserstoff und KWK-Eigenschaft und offener Gasturbine	
KGASx		Kraftwerke mit Primärenergieträger Kuppelgas und KWK-Eigenschaft	
NUKx		Kraftwerke mit Primärenergieträger Kernenergie und KWK-Eigenschaft	
Speicher (s)	OELx	Kraftwerke mit Primärenergieträger Öl und KWK-Eigenschaft	
	SONx	Kraftwerke mit Primärenergieträger Sonstiges und KWK-Eigenschaft	
	STKx	Kraftwerke mit Primärenergieträger Steinkohle und KWK-Eigenschaft	
	LW	Kraftwerke mit Primärenergieträger Laufwasser	
	PSW	Kraftwerke mit Primärenergieträger Pumpspeicherwasser	
	SBS	Stationäre Batteriespeichersysteme	
	SW	Kraftwerke mit Primärenergieträger Speicherwasser	

Tabelle 6: Übersicht der verwendeten Typen und Cluster mit Erläuterung

Die verwendete Kraftwerksliste umfasst alle Kraftwerke und Speicher<sup>24</sup> die erzeugen und am Strommarkt teilnehmen (außer Windkraft- und PV-Anlagen). Daraus ergibt sich der Bestand im Jahr 2024 als initialer Bestand für den Berechnungszeitraum (2025-2040). Veränderungen in den Folgejahren entstehen durch Zubau und Stilllegungen. Ergänzt um die Bestände der Flexibilitäten ist in Tabelle 7 der initiale Bestand (in MW Netto) dargestellt, der unmittelbar in die Berechnungen eingeht. Er weicht marginal von der zugrundeliegenden Kraftwerksliste ab, weil zwecks Reduktion des Umfangs Mikrobestände<sup>25</sup> zusammengelegt worden sind.

Typ	Cluster	AT	BE	CH	CZ	DE	DK1	DK2	ES	FI	FR	GB	HR	HU	IT	LU	NL	NO	PL	PT	RO	SE	SI	SK
fa	Ind1	56	46	11	8	236	4	0	37	771	946	54	8	1	54	0	46	271	15	0	4	584	11	4
	Ind2	78	195	62	66	1119	15	21	889	169	741	246	86	58	1040	100	95	464	310	83	296	162	89	81
	Ind3	66	159	27	26	846	34	16	174	60	413	291	5	41	6	0	159	64	76	16	0	154	0	16
fi	BEV	1254	1788	415	1203	13959	1076	846	6511	1474	14670	11254	123	1166	8802	163	3886	1169	3724	1688	2291	1999	397	611
	GHD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	HSS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Ind4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	P2Goff	16	16	13	18	0	0	0	78	97	108	106	5	21	147	1	58	91	60	17	25	106	6	8
	P2Gon	54	61	44	60	793	0	0	266	331	369	359	16	71	502	3	196	309	205	59	85	369	20	28
	P2Hfw	952	429	342	1675	10389	766	658	0	2252	2326	2035	29	123	3400	64	1530	649	5949	222	167	2818	19	67
	P2Hind	157	265	104	152	1272	31	15	467	169	748	461	23	112	724	15	189	262	375	82	152	264	42	73
	WP	1332	1554	1498	1154	702	336	345	6039	3470	9533	5717	564	475	7348	147	1515	3766	3476	1298	854	4490	306	568
	p	ABF	0	31	283	0	359	0	51	339	0	125	802	0	0	294	0	137	51	0	54	0	0	0
BIO		235	597	0	358	1227	0	36	295	645	760	6815	42	57	1353	47	84	0	292	521	0	425	0	215
BRK		0	0	0	4106	2770	0	0	237	0	0	0	0	0	678	0	0	0	7371	0	1955	0	994	0
ERGC		160	2411	0	828	5405	0	0	23429	0	5609	21132	85	863	29048	0	7332	0	0	3750	831	0	0	0
ERGO		371	1951	23	43	2960	72	0	1273	428	5098	5116	0	606	5376	0	4120	101	0	55	193	387	310	548
GEO		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	699	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H2c		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H2o		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
KGAS		0	0	0	0	271	31	0	0	0	213	190	0	0	682	0	0	0	0	0	1281	0	343	0
NEA		0	0	0	0	2288	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NUK		0	3928	2973	0	0	0	0	7123	4394	63000	5875	0	1916	0	0	485	0	0	1342	6937	696	2739	0
OEL		290	639	74	21	1766	90	81	901	715	1569	869	323	403	1075	0	24	0	375	452	328	2154	0	0
SON		0	0	0	0	267	0	0	0	0	0	0	0	5	48	0	0	0	0	0	0	0	0	0
STK		0	0	0	743	726	0	0	1522	734	1723	1850	211	0	5157	0	2177	0	14587	0	0	0	0	0
ph		ABFx	54	63	77	0	1441	187	88	116	125	0	469	0	0	93	14	108	35	70	0	0	252	0
	BIOx	280	135	99	52	8051	866	912	412	3136	657	892	83	166	190	0	652	106	278	160	118	3015	49	23
	BRKx	0	0	0	2643	12163	0	0	12	0	0	0	852	0	0	0	0	108	0	1438	0	0	0	0
	ERGCx	2939	1060	145	127	11845	210	162	1565	1954	1024	5516	726	775	11088	0	3973	0	4480	77	199	279	0	445
	ERGOx	1480	1525	53	326	12682	915	349	2653	347	4282	1921	48	995	1386	86	3006	319	111	320	1043	364	21	1071
	GEOx	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	H2cx	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	H2ox	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	KGASx	0	50	0	360	2062	0	0	333	114	0	0	0	0	867	0	117	0	0	0	0	0	0	0
	NUKx	0	0	0	3934	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
s	OELx	0	111	0	102	924	57	650	635	429	11	11	155	0	76	0	0	0	9	94	133	310	0	0
	SONx	0	0	0	0	51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	0	0	0	
	STKx	0	0	0	1055	11688	1451	0	20	702	0	123	0	0	67	0	1017	0	5097	0	139	0	96	0
	BDL	6	9	2	5	41	6	4	29	6	64	49	1	5	39	1	13	5	14	8	10	8	2	3
	LW	4487	99	3637	97	4161	6	0	1219	0	6925	1908	119	41	5966	0	34	3188	0	1921	68	245	1025	168
	PSW	2951	1212	5156	1093	8698	0	0	4265	0	4845	2815	279	0	8330	1294	0	1329	241	3851	30	36	177	927
	SBS	0	0	0	0	1574	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SW	3057	0	8861	757	987	0	0	14941	3090	13371	0	1734	0	8518	0	0	29289	1762	2522	5874	15563	0	1343	

Tabelle 7: Initialer Bestand als unmittelbares Eingangsdatum des IIEM in MW; (Quelle: Bundesnetzagentur)

Den gebildeten Clustern werden im Modell Freiheitsgrade zugeordnet. Diese Freiheitsgrade bestimmen, in welchem Umfang der initiale Bestand in den weiteren Jahren durch das Modell endogen verändert werden kann oder ob exogene Vorgaben für einzelne Cluster gelten.

<sup>24</sup> Speicher können z.B. die Energie eines temporären EE-Überschusses einspeichern, um ihn zu einem späteren Zeitpunkt für Hochlastphasen auszuspeichern. Diese Art der Erzeugungsflexibilitäten sind im Rahmen der Modellierung z.B. durch Pumpspeicher-Kraftwerke oder stationäre Batteriesysteme abgebildet.

<sup>25</sup> Ein Mikrobestand liegt vor, wenn die installierte Leistung in jedem Jahr < 30 MW ist. Dann wird das Cluster einem anderen, größeren Cluster des gleichen Typs zugeordnet. Das betrifft nur Cluster mit Freiheitsgrad 4, also der festen Bestandsvorgabe.

FG	Erläuterung
1	"Frei" = Es gibt evtl. einen initialen Bestand (der altersgemäß abnimmt) und evtl. bekannten Zubau, der darüber hinaus aber unbeschränkt ist.
2	"Eingeschränkt" = Wie FG1, allerdings gibt es einen Obergrenzwert für den Gesamtbestand (wg. Potentialbeschränkung oder Ausstiegsplan o.ä.)
3	"Halbbestimmt" = Wie FG1, aber der Zubau speist sich ausschließlich aus bekannten Projekten (evtl. gibt es keine bekannten Neubauprojekte, dann ist der Zubau 0 MW.)
4	"Vorgabe" = Es gibt eine Gesamtbestandsvorgabe (inkl. initialen Bestand).
20	Wie FG2, allerdings mit einem Obergrenzwert der die Summe mehrerer Cluster betrifft.
40	Wie FG4, allerdings ist der Bestand im Betrachtungszeitraum immer 0 MW.

Tabelle 8: Übersicht der Freiheitsgrade der Cluster im IEM; (Quelle Bundesnetzagentur)

In der folgenden Tabelle 9 sind alle Freiheitsgrade je Cluster und Land zu sehen.

Typ	Cluster	AT	BE	CH	CZ	DE	DK1	DK2	ES	FI	FR	GB	HR	HU	IT	LU	NL	NO	PL	PT	RO	SE	SI	SK
fa	Ind1	2	2	2	2	2	2	40	2	2	2	2	2	40	2	40	2	2	2	40	2	2	2	2
	Ind2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	Ind3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
fi	BEV	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	GHD	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	HSS	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	Ind4	2	2	40	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	P2Goff	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	P2Gon	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	P2Hfw	4	4	4	4	4	4	4	40	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	P2Hind	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	WP	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	p	ABF	40	4	4	40	4	40	4	40	4	40	4	40	40	4	40	4	40	4	40	4	40	40
BIO		4	4	40	4	4	40	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	40	4	4	40	4	40	4
BRK		40	40	40	3	3	40	40	3	40	40	40	40	40	3	40	40	40	3	40	3	40	3	40
ERGC		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	40	1	1	1	1	1	1	1
ERGo		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	40	1	1	1	1	1	1	1
GEO		40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
H2c		40	40	40	40	4	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
H2o		40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
KGAS		40	40	40	40	4	4	40	40	40	40	4	40	40	4	40	40	40	40	40	40	4	40	4
NEA		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
NUK		40	4	4	4	40	40	40	4	4	4	4	40	4	40	40	4	40	4	40	4	40	4	40
OEL		3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	40	3	40	3	3	3	3	40
SON		40	40	40	40	3	40	40	40	40	40	40	40	40	3	3	40	40	40	40	40	40	40	40
STK		40	40	40	3	20	40	40	3	3	3	3	4	3	40	3	40	3	40	3	40	40	40	40
ph		ABFx	4	4	4	40	4	4	4	4	4	40	4	40	40	4	4	4	4	4	40	40	4	40
	BIOx	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	40	4	4	4	4	4	4	4
	BRKx	40	40	40	3	3	40	40	40	3	40	40	40	3	40	40	40	40	3	40	3	40	40	40
	ERGCx	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	40	1	1	1	1	1	1	1	1
	ERGoX	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	4	1	1	1	1	1	1	1	1
	GEOx	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
	H2cx	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
	H2ox	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
	KGASx	40	4	40	4	4	40	40	4	4	40	40	40	40	4	40	4	40	40	40	40	40	40	40
	NUKx	40	40	40	3	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
	OELx	40	3	40	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	40	3	40	40	40	3	3	3	3	40
	SONx	40	40	40	40	3	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	3	40	3	40	40
	STKx	40	40	40	3	20	3	40	3	3	40	4	40	40	3	40	3	40	3	40	3	40	3	40
s	BDL	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	LW	4	4	4	4	4	40	40	4	40	4	4	4	4	4	40	4	4	40	4	4	4	4	4
	PSW	4	4	4	4	4	40	40	4	40	4	4	4	40	4	4	40	4	4	4	4	4	4	4
	SBS	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	SW	4	40	4	4	4	40	40	4	4	4	40	4	40	4	40	40	4	4	4	4	4	4	40

Tabelle 9: Freiheitsgrade der Cluster als unmittelbare Eingangsdaten für das IEM (Quelle: Bundesnetzagentur)

## 8. Annahmen zu den Bestandsveränderungen der Kraftwerke

In der folgenden Abbildung 13 ist der Status quo bzw. der initiale Bestand der Kraftwerke dargestellt, der sich aus der Kraftwerksliste ergibt. Die installierte Nettoleistung ist in Gigawatt abgebildet.

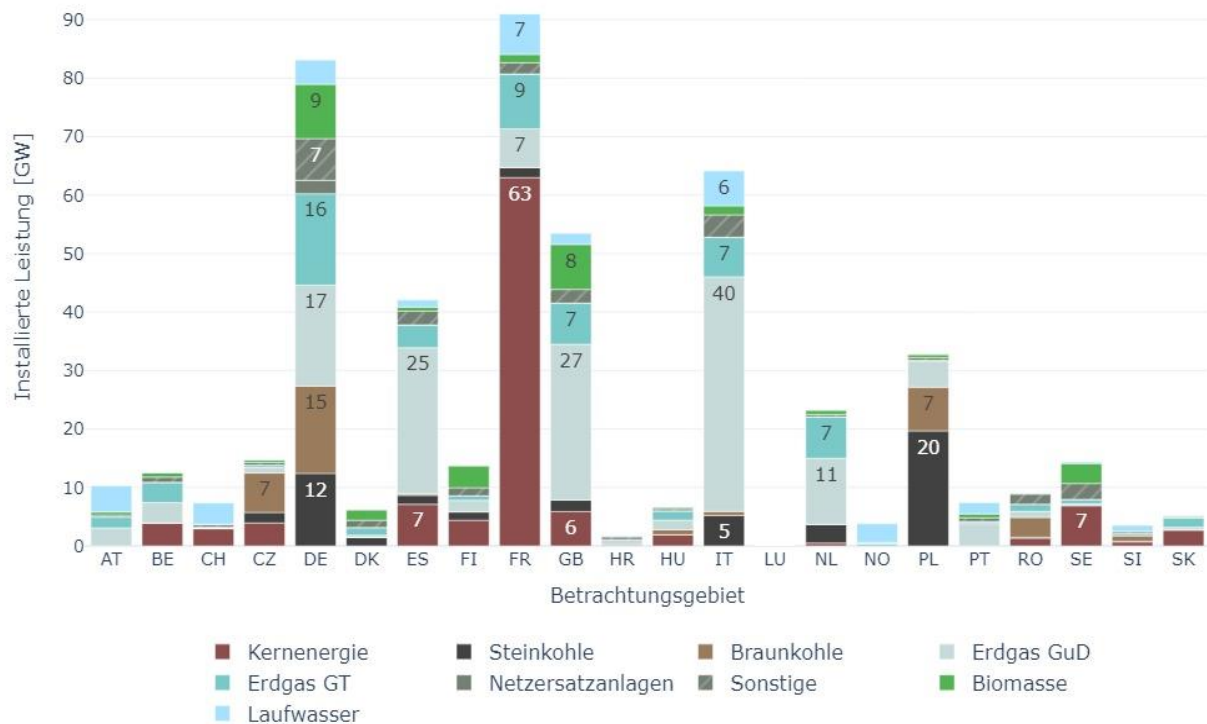


Abbildung 13: Initialer Bestand der Kraftwerke

Einige Bestandsveränderungen sind im Modell fest vorgegeben bzw. exogen; andere erfolgen endogen im Modell. Als exogene Vorgaben gelten u.a. der gesetzliche Ausstiegspfad nach dem Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVVG)<sup>26</sup>, altersbedingte Stilllegungen bestehender Kraftwerke aufgrund ihrer Lebensdauer<sup>27</sup> und Zubauvorhaben, die schon bekannt sind<sup>28</sup>.

Ohne modellendogene Veränderungen würde sich der Kraftwerkspark im Betrachtungsgebiet ohne Deutschland wie in Abbildung 14 und in Deutschland wie in Abbildung 15 dargestellt verändern.

<sup>26</sup> Das KVVG enthält konkrete Regelungen für die Stilllegungen von Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken. Die Stilllegung der Kohle-Kraftwerksleistung beruht auf den konkreten Abschaltzeiten der Anlage 2 zum KVVG für die Braunkohlekraftwerke sowie dem gesetzlich vorgegebenen Ausstiegspfad für Steinkohlekraftwerke (vgl. § 4 ff. KVVG).

<sup>27</sup> Die Annahmen zu den Lebensdauern für einzelne Kraftwerke eines Clusters werden in Tabelle 19 dargestellt.

<sup>28</sup> Siehe dazu Kapitel 9 im Anhang 3. Primäre Quelle ist die Kraftwerksdatenbank "Platts Power Vision" von S&P Global.

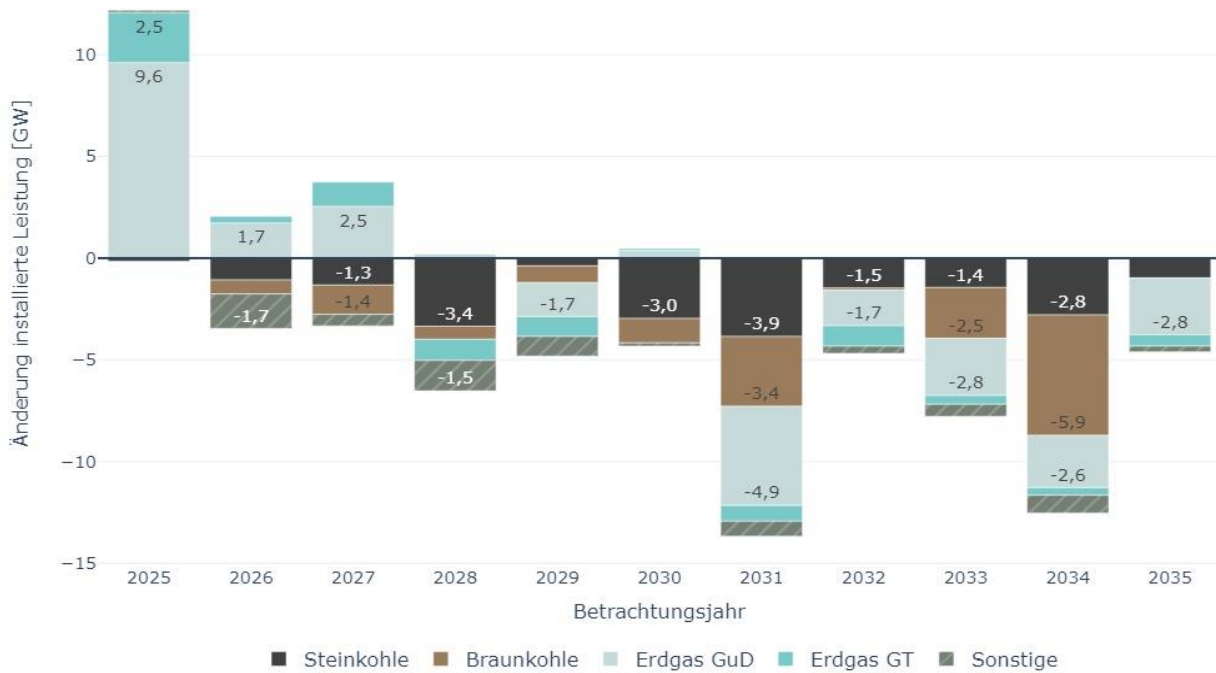


Abbildung 14: Exogene Bestandsveränderungen des Kraftwerksparks im Betrachtungsgebiet ohne Deutschland

Der in Abbildung 14 dargestellte Zubau an Erdgas-Kraftwerken im Jahr 2025 betrifft zuvorderst Italien (4,5 GW) und Belgien (3,4 GW). Die Stilllegungen im Jahr 2031 gehen vor allem auf Erdgas-Kraftwerke in Großbritannien (2,2 GW) und den Niederlanden (1,8 GW) zurück. Die Stilllegung von Steinkohlekraftwerken im gleichen Jahr erfolgt vor allem in den Niederlanden (3,2 GW), die der Braunkohlekraftwerke vor allem in Rumänien (2,3 GW). Im Jahr 2034 wird in Tschechien Kohle-Kraftwerksleistung im Umfang von 4,2 GW Braunkohlekraftwerken und 1,6 GW Steinkohlekraftwerken stillgelegt.

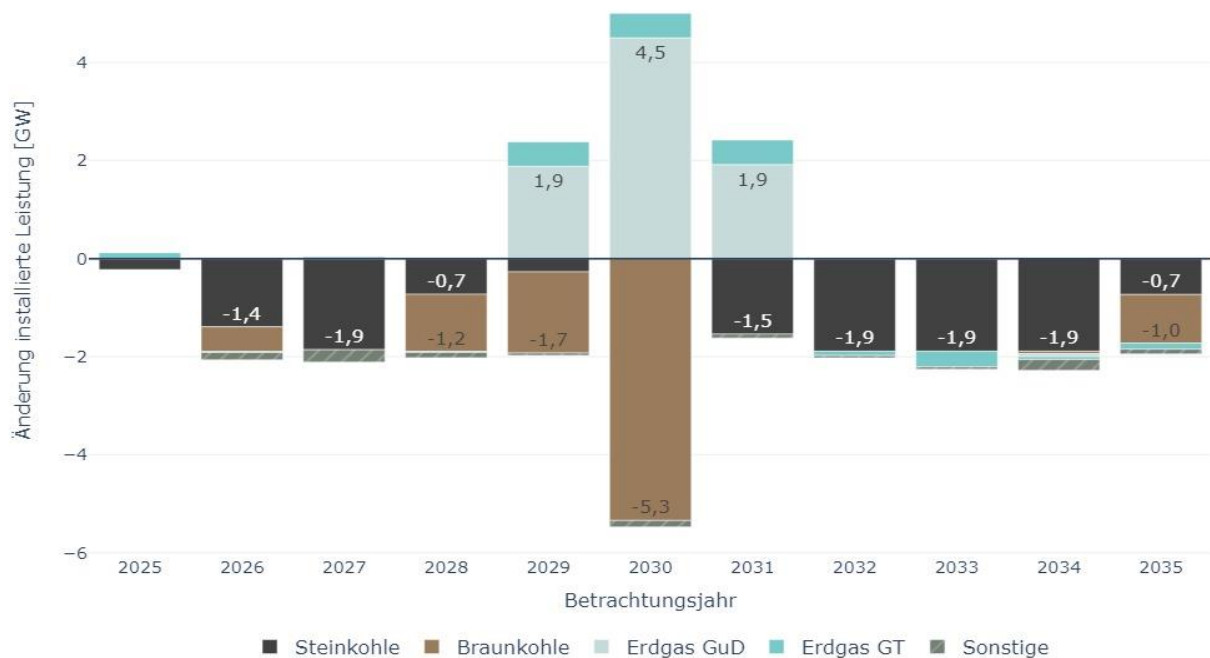


Abbildung 15: Exogene Bestandsveränderungen des Kraftwerksparks in Deutschland

In Abbildung 15 sind insbesondere Stilllegungen der Braun- und Steinkohlekraftwerke dargestellt, die aufgrund des gesetzlichen abgebildeten Ausstiegspfad nach dem KVVG erfolgt. Weiterhin ist der Zubau in den Jahren 2029 bis 2031 bei den Erdgas-Kraftwerken ersichtlich, der auf den Annahmen zur Kraftwerksstrategie beruht (die Werte für Erdgas GT sind in der Abbildung etwas geringer als zur KWS, weil es auch exogene bzw. altersbedingte Stilllegungen in kleinerem Umfang gibt, die mit dem Zubau verrechnet sind).

Zur Umsetzung der Vorgaben des KVVG in der Modellierung, müssen die Daten des KVVG transformiert werden. Die Bestände im IEM weisen eine jährliche, die Daten im KVVG eine tagesscharfe Zeitauflösung auf.

- Liegt das Datum einer Stilllegung nach dem KVVG in der ersten Hälfte eines Jahres, dann wird dieses Kraftwerk in diesem Jahr im Modell nicht berücksichtigt.
- Liegt das Datum einer Stilllegung aus dem KVVG in der zweiten Hälfte eines Jahres, dann wird dieses Kraftwerk in diesem Jahr im Modell noch als in Betrieb angenommen.

Tabelle 10 enthält den Bestand der Braunkohlekraftwerke und die berechneten Obergrenzwerte für die Steinkohlekraftwerke, jeweils pro Jahr und in der Einheit [MW-Netto].

<b>Obergrenze nach KVBG in [MW]</b>		
<b>Jahr</b>	<b>Braunkohle</b>	<b>Steinkohle</b>
2025	14.096	12.190
2026	13.631	10.798
2027	13.631	8.940
2028	12.503	8.211
2029	10.917	7.940
2030	5.647*	8.289
2031	5.647	6.400
2032	5.647	4.511
2033	5.647	2.622
2034	5.647	733
2035	4.747	0
2036	2.997	0
2037	2.997	0
2038	2.997	0

Tabelle 10: Umsetzung von § 4 KVBG und Anlage 2 zum KVBG im IIEM in MW (\* der Braunkohleausstieg im Rheinischen Revier wird ab 2030 berücksichtigt); (Quelle: Bundesnetzagentur)

## 9. Annahmen zu Kernkraftwerken

Kernkraftwerke werden in der Modellkette rein exogen angenommen. Der folgende feste Bestand an Kernkraftwerken wird zugrunde gelegt:

Zone	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
AT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BE	3.928	3.483	2.076	2.076	2.076	2.076	2.076	2.076	2.076	2.076	2.076
CH	2.973	2.973	2.973	2.973	2.608	2.608	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233
CZ	3.635	3.635	3.635	3.635	3.635	3.635	3.635	3.635	3.635	3.635	3.635
DE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DK	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ES	7.123	7.123	7.123	7.123	6.112	5.106	5.106	5.106	5.106	5.106	5.106
FI	4.394	4.394	4.394	4.394	4.394	4.394	4.394	4.394	4.394	4.394	4.394
FR	63.000	63.000	63.000	61.190	59.380	59.380	59.380	58.070	57.160	56.250	58.640
HR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HU	1.916	1.916	1.916	1.916	1.916	1.916	1.916	3.116	4.316	4.316	4.316
IT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LU	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NL	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	3.000
NO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PL	0	0	0	0	0	0	0	0	1.117	1.117	2.234
PT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RO	1.342	1.342	1.342	1.342	1.342	1.342	2.062	2.782	2.782	2.782	2.782
SE	6.937	6.937	6.937	6.937	6.937	6.937	6.937	6.937	6.937	6.937	6.937
SI	696	696	696	696	696	2.215	2.215	2.215	2.215	2.215	2.215
SK	2.739	2.739	2.739	2.739	2.739	2.739	2.739	2.739	2.739	2.739	3.878
UK	5.875	5.875	3.635	3.635	7.075	7.075	4.635	4.635	4.635	4.635	10.275
<b>Summe</b>	<b>105.043</b>	<b>104.598</b>	<b>100.951</b>	<b>99.141</b>	<b>99.395</b>	<b>99.908</b>	<b>96.813</b>	<b>97.423</b>	<b>98.830</b>	<b>97.920</b>	<b>110.721</b>

Tabelle 11: Vorgegebene installierte Nettoleistung der Kernkraftwerke [MW]; (Quelle: Bundesnetzagentur, FfE)

### Kernkraftwerke in Frankreich

Die Kernkraftwerke in Frankreich (FR) weisen aufgrund der Altersstruktur bzw. Anlagentechnik ausgeprägte Nichtverfügbarkeiten auf. Die historischen Nichtverfügbarkeiten sind zwar in der Zeitreihe der mittleren Nichtverfügbarkeiten (siehe Abschnitt IB19) enthalten, jedoch geht der französische Betreiber EDF davon aus, dass nach dem historischen Erzeugungs-Tiefststand im Jahr 2022, die französischen Kernkraftwerke ihre Produktion langsam wieder erhöhen werden. Dies wird durch die Zeitreihe der mittleren Nichtverfügbarkeiten aber nicht abgebildet und muss zusätzlich berücksichtigt werden. Den französischen KKW werden daher maximale Vollbenutzungsstunden vorgegeben, um die verminderte Leistungsfähigkeit zu berücksichtigen. Die Berechnung der Vollbenutzungsstunden orientiert sich an der Prognose des französischen Übertragungsnetzbetreibers RTE<sup>29</sup> zur erzeugten Strommenge der französischen Kernkraftwerke und dem Bestand aus dem Jahr der Presseerklärung 2023. Im Modell bilden sie in

<sup>29</sup> "Comprendre et piloter l'électrification d'ici 2035 - Point presse du 7 Juin 2023" vom 07.06.2023; im Internet abrufbar:

<https://assets.rte-france.com/prod/public/2023-06/2023-06-07-slides-conf-presse-rte-ipsos.pdf>

Kombination mit der installierten Leistung eine Obergrenze für die jährliche Erzeugungsmenge. Die Einspeiseleistung in einer konkreten Stunde bleibt davon unberührt.

In Tabelle 12 sind die berechneten Vollbenutzungsstunden zu sehen, die ins IEM eingehen:

Jahr	VBS [h]
2025	5.626
2026	5.626
2027	5.626
2028	5.626
2029	5.626
2030	5.787
2031	5.787
2032	5.787
2033	5.787
2034	5.787
2035	5.787
2036	6.430
2037	6.430
2038	6.430
2039	6.430
2040	6.430

Tabelle 12: Vollbenutzungsstunden der Kernkraftwerke in Frankreich; (Quelle: RTE, Bundesnetzagentur)

## 10. Annahmen zu Biomasse-Anlagen

Die Leistungswerte für Biomasse-Anlagen in Deutschland bestehen aus zwei Komponenten. Einem unflexiblen Erzeugungssockel (im Folgenden: "Must-Run") und einem darüberhinausgehenden flexiblen Leistungsbereich. In Summe sind beide durch eine Zielvorgabe bei den Vollbenutzungsstunden beschränkt, die die angenommene Erzeugungsmenge abbildet. Die nachfolgende Tabelle 13 zeigt ausschnittsweise die zugrundeliegenden Werte für die Biomasse-Anlagen ohne Müll.

Summe Biomasse ohne Müll (Bestand mit Neubau)		2023	2030	2035	2040
Installierte Leistung	GW	9,2	11,0	7,5	3,8
Stromerzeugung	TWh	42,0	38,3	23,4	7,6

Tabelle 13: Ausschnitt der Annahmen zu Biomasse-Anlagen; (Quelle: BMWK)

Aus der jeweiligen installierten Leistung und der Energiemenge pro Jahr können die sogenannten Ziel-Vollbenutzungsstunden ermittelt werden. Es handelt sich um durchschnittliche Werte über alle Biomasseanlagen, die im Modell exakt eingehalten werden müssen. Tabelle 14 zeigt die berechneten Werte.

Jahr	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
<b>Ziel-VBS [h]</b>	4.479	4.397	4.188	3.957	3.707	3.489	3.391	3.342	3.302	3.203	3.107	2.975	2.808	2.597	2.249	1.997
<b>Must-Run</b>	33%	30%	27%	23%	20%	17%	13%	10%	7%	3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Tabelle 14: Ziel-Vollbenutzungsstunden der Biomasse-Anlagen im IEM mit ungerundeten Werten; (Quelle: eigene Berechnung)

Der unflexible Erzeugungssockel bzw. Must-Run entspricht der unteren Leistungsgrenze pro Jahr für jede Stunde. Dieser Sockel beginnt bei 40 % in 2023 und sinkt per Annahme auf 0 % in 2035 ab. Dies entspricht dann vollständiger Flexibilität. Die obere Leistungsgrenze ist immer bei 100 %. Demnach können im IEM die Biomasse-Anlagen ihre Leistung im Bereich zwischen Erzeugungssockel und Maximalleistung zur Verfügung stellen und in Spitzenlaststunden zusätzliche Leistung zur Verfügung stellen, bis die Ziel-Vollbenutzungsstunden erreicht sind.

## 11. Annahmen zur Projektierungszeit

Die Errichtung von Anlagen beansprucht eine gewisse Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeit bis sie erstmalig kommerziell Strom einspeisen. Dieser Zeitraum wird zusammenfassend als Projektierungszeit bezeichnet. Das Jahr 2024 stellt den Startzeitpunkt für die Projektierungszeiten dar. Danach können im Modell Kraftwerke neu zugebaut werden, für die es bisher noch keine Planungen gibt. In Tabelle 15 sind die Projektzeiten je Technologie zu sehen:<sup>30</sup>

Typ	Cluster	Jahre	Typ	Cluster	Jahre	Typ	Cluster	Jahre
fa	Ind1	0	p	ERGC	5	ph	ERGOx	4
fa	Ind2	0	p	ERGO	4	ph	GEOx	5
fa	Ind3	0	p	GEO	5	ph	H2cx	5
fi	BEV	0	p	H2c	5	ph	H2ox	4
fi	GHD	0	p	H2o	4	ph	KGASx	4
fi	HSS	0	p	KGAS	4	ph	NUKx	15
fi	Ind4	0	p	NEA	0	ph	OELx	5
fi	P2Goff	0	p	NUK	15	ph	SONx	5
fi	P2Gon	0	p	OEL	5	ph	STKx	7
fi	P2Hfw	0	p	SON	5	s	BDL	0
fi	P2Hind	0	p	STK	7	s	LW	10
fi	WP	0	ph	ABFx	5	s	PSW	10
p	ABF	5	ph	BIOx	5	s	SBS	0
p	BIO	5	ph	BRKx	7	s	SW	10
p	BRK	7	ph	ERGCx	5			

Tabelle 15: Übersicht der Projektierungszeit pro Cluster

## 12. Annahmen zur Kraftwerksstrategie

Die Annahmen zur Kraftwerksstrategie (KWS) mit Stand Februar 2024 zeigt Tabelle 16. Der Zubau wird grundsätzlich als Mindest-Zubau-Vorgabe implementiert. Die Ausnahme bilden die Wasserstoffkraftwerke.

<sup>30</sup> Die Abkürzung für die Cluster sind Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. zu entnehmen.

Hier wird der Zubau als Festbestand vorgegeben und mit einer Obergrenze für die Vollbenutzungsstunden in Höhe von 1.000 h/a versehen. Mit der KWS stehen dem Modell im Zeitraum 2029 bis 2031 10,5 GW Neubau Gas/H<sub>2</sub>-Kraftwerke zur Verfügung.

Kraftwerksstrategie in [MW]					
Jahr	Offene Gasturbine	Erdgas GuD	Erdgas GuD KWK	Wasserstoff GuD	Summe
2029	500	1.000	1000		2.500
2030	500	3500	1000	500	5.500
2031	500	1.000	1000		2.500
<b>Summe</b>	<b>750</b>	<b>4.800</b>	<b>1.250</b>	<b>200</b>	<b>10.500</b>

Tabelle 16: Annahmen zur Kraftwerksstrategie als Zubauvorgabe in MW; (Quelle: BMWK, Stand: Februar 2024)

### 13. Annahmen zur Nachfrageflexibilität

Flexibilitäten spielen im Energiesystem eine große Rolle, da sie in der Lage sind, Stromerzeugung und -verbrauch zeitlich zu entkoppeln. Insbesondere existieren Flexibilitäten bei den neuen Verbrauchern, die preissensitiv sind. Diese Nachfrageflexibilitäten verringern bzw. verschieben ihren Verbrauch, wenn es preislich sinnvoll ist.

Bei den Annahmen zur Nachfrageflexibilität wird zwischen Technologiegruppen unterschieden, die preissensitiv ihre Last eigenständig abschalten (Abschaltflexibilität, fa-Typ) oder verschieben (Intervallflexibilität, fi-Typ) können. Der Einsatz des fa-Typs ist stark eingeschränkt und kann nur in wenigen Stunden des Jahres genutzt werden. Der fi-Typ bildet die Lastverschiebung ab, also das Vorziehen oder das Nachholen von Verbrauch innerhalb eines beschränkenden Verschiebezeitfensters.

Die Nachfrageflexibilitäten mit eigenständigen freiwilligen Abschaltungen sind durch einen Parameter im Modell charakterisiert:

- Die maximale Anzahl von Einsatzstunden im Jahr (**MaxVollbenutzungsstunden**).

Die Nachfrageflexibilitäten mit Lastverschiebung sind durch drei Parameter im Modell charakterisiert:

- Das Verschiebezeitfenster (**VZF**) gibt an, in welchem Zeitraum Last verschoben werden kann. Innerhalb eines VZF kann die Lastverschiebung je Stunde ganz unterschiedlich hoch sein, jedoch ist sie immer ausgeglichen.
- Der erste Nachholzeitpunkt (**NHZ1**) ist der Zeitpunkt im Jahr, in dem die bisher verschobene Nachfrage erstmals nachgeholt sein muss. Alle nachfolgenden Nachholzeitpunkte ergeben sich durch Addition mit dem VZF.
- Der Energy-to-Power-Faktor (**E2P**) bestimmt in Verbindung mit den Lastzeitreihen die verschiebbare Energiemenge einer Nachfrageflexibilität und gibt an, wie lange eine maximale Lastreduktion bzw. -erhöhung dauern darf.

In der folgenden Tabelle 17 ist die Übersicht der verwendeten Parametrierung zu sehen. Grundsätzlich sind alle dort aufgelisteten Cluster Nachfrageflexibilitäten. Eine Ausnahme bilden die Heimspeichersysteme (HSS), die keine Nachfrageflexibilitäten im eigentlichen Sinne sind, aber in die Modellierung als solche eingehen. Sie weisen sowohl Eigenschaften eines Speichers als auch einer Nachfrageflexibilität auf und wirken somit ähnlich wie z.B. Wärmepumpen und E-Autos. Erfasst sind die HSS, die am Strommarkt teilnehmen. Die HSS verschieben keine Nachfrage, sondern speichern Erzeugung ein und aus. Doch im Gegensatz zu den anderen Speichertechnologien besitzen sie auch Eigenschaften, die über Flexibilitätsparameter abgebildet werden. Sie können nur in einem beschränkten Zeitraum verschieben. Zudem ist im Gegensatz zu einem Großspeicher die täglich verfügbare Leistung über das ganze Jahr gesehen sehr unterschiedlich: Im Winter steht pro Tag mehr Be- und Entladeleistung zur Verfügung als in den übrigen Monaten (siehe Abschnitt 7.4 im Anhang 3).

Parameter der Nachfrageflexibilitäten [h]					
Typ	Cluster	VZF	NHZ1	E2P	MaxVBS
fa	Ind1	-	-	-	50
	Ind2	-	-	-	100
	Ind3	-	-	-	200
fi	Ind4	4	4	3	-
	GHD	4	4	3	-
	BEV	168	150	3	-
	P2Gon	6	6	4	-
	P2Goff	8760	8760	8760	-
	HSS	24	24	2	-
	WP	12	6	4	-
	P2Hfw	168	78	42	-
	P2Hind	6	6	4	-

Tabelle 17: Parameter der Nachfrageflexibilitäten

### Potential der Nachfrageflexibilität zur Lastverschiebung

Da die Nachfrageflexibilitäten zeitlichen Restriktionen unterliegen und ihr Potential nicht konstant über das Jahr ist, lässt sich das Potential der Nachfrageflexibilität zur Lastverschiebung nicht als installierte Leistung pro Jahr darstellen. Es kann Stunden geben, in denen sie viel beitragen können und andere Stunden, in denen ihr Beitrag null ist. Um dennoch einen Eindruck von der Größenordnung der für die Modellierung angenommenen Potentiale zu bekommen, wird auf das maximale Reduktionspotential in einer Stunde abgestellt. Im Modell kann höchstens diese Last in einer Stunde des Jahres eingesenkt werden, i.d.R. aber weniger.

Für alle Jahre, Länder und Technologien stellt die FfE im Rahmen ihres Gutachtens Zeitreihen des stündlichen Lastsenkungs- und Erhöhungspotentials zur Verfügung. Unter Berücksichtigung der Parametrierung aus Tabelle 17 lässt sich hieraus das stündlichen Lastreduktionspotential ableiten. In der folgenden Abbildung 16 ist exemplarisch die Dauerlinie der stündlichen Lastsenkungspotentiale des Clusters BEV (Batterieelektrische Fahrzeuge) in Deutschland im Jahr 2030 angegeben.

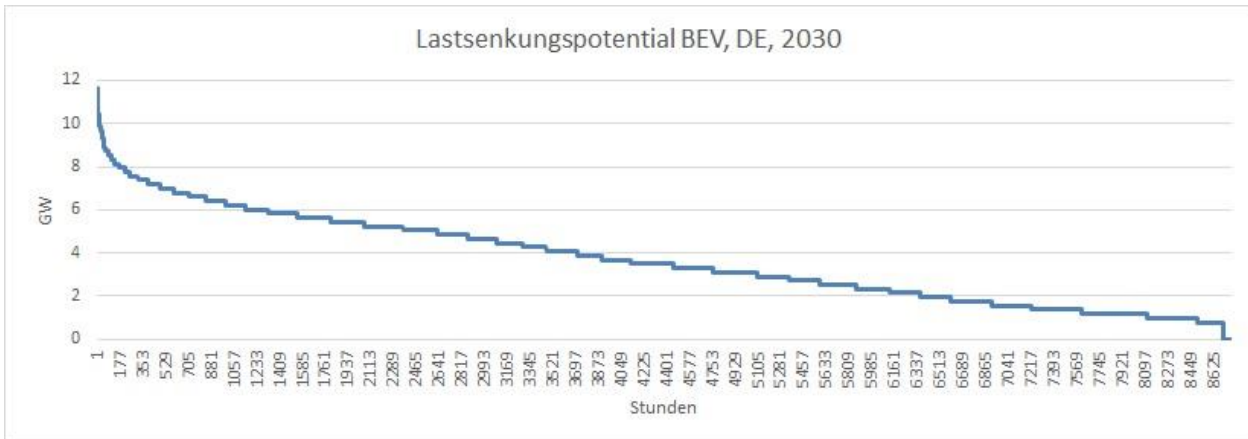


Abbildung 16: Exemplarische Dauerlinie Lastsenkungspotential für Batterieelektrische Fahrzeuge für das Jahr 2030

Anhand von Perzentilen kann eine Aussage darüber getroffen werden, in wie vielen Stunden x GW oder mehr zur Verfügung stehen. Für das Lastsenkungspotential der batterieelektrischen Fahrzeuge bedeutet das, dass in einer Stunde 11,6 GW (Maximum), in 438 Stunden 7,2 oder mehr GW (95%-Perzentil), in 4380 Stunden 3,5 oder mehr GW (Median) und in 8322 Stunden 1,0 oder mehr GW (5%-Perzentil) zur Lastsenkung zur Verfügung stünden.

In Tabelle 18 ist das Lastreduktionspotential, das maximal in einer Stunde des Jahres zur Verfügung steht, in Deutschland für alle Nachfrageflexibilitäten<sup>31</sup> in GW dargestellt.

### Maximales Lastreduktionspotential [GW]

	BEV	GHD	HSS	Ind1	Ind2	Ind3	Ind4	P2Goff	P2Gon	P2Hfw	P2Hind	WP
2025	0,8	0,0	0,0	0,4	1,9	1,4	0,0	0,0	0,6	5,9	1,1	0,4
2026	1,7	0,0	0,9	0,4	1,9	1,4	0,0	0,0	1,3	6,3	1,2	0,9
2027	3,2	0,0	2,3	0,4	1,9	1,4	0,5	0,3	2,1	8,9	1,3	1,7
2028	5,3	0,6	4,1	0,4	1,9	1,4	0,5	0,7	2,9	9,3	1,4	2,8
2029	8,0	0,9	6,4	0,4	1,9	1,4	0,5	1,3	3,8	10,9	1,5	4,4
2030	11,6	1,3	9,0	0,4	1,9	1,4	0,5	2,2	4,7	13,5	1,6	6,4
2031	14,1	2,1	13,4	0,4	1,8	1,4	0,5	5,0	5,1	13,5	1,8	8,1
2032	16,9	3,0	18,5	0,4	1,8	1,4	0,5	8,4	5,4	13,6	2,0	10,1
2033	20,1	3,9	24,4	0,4	1,8	1,4	0,5	12,1	5,6	13,7	2,2	12,2
2034	23,6	4,8	30,7	0,4	1,8	1,4	0,5	16,4	5,8	14,6	2,3	14,7
2035	27,5	5,7	37,3	0,4	1,8	1,4	0,5	21,2	5,9	15,0	2,5	17,6
2036	29,1	5,7	42,8	0,4	1,8	1,4	0,5	26,3	6,1	15,3	2,7	20,8
2037	29,7	5,7	48,7	0,4	1,8	1,4	0,5	31,6	6,3	15,6	2,9	22,2
2038	30,1	5,7	55,0	0,4	1,8	1,4	0,5	37,2	6,4	16,2	3,1	23,6
2039	30,5	5,7	62,0	0,4	1,8	1,4	0,5	42,9	6,6	15,4	3,3	24,9
2040	31,3	5,7	69,5	0,4	1,8	1,4	0,5	48,1	6,7	15,0	3,5	26,2

Tabelle 18: Maximales Lastreduktionspotential [GW] in DE im Zeitraum 2025 - 2040 für verschiedene Nachfrageflexibilitäten (Quelle: Bundesnetzagentur, FfE)

## 14. Annahmen zu Speichern

In Abbildung 17 ist der initiale Bestand der Speicher im Betrachtungsgebiet abgebildet.

<sup>31</sup> Bei den investiven Clustern (Ind1-4, GHD), deren Bestand erst noch modellendogen erschlossen werden müsste, wird die Potentialobergrenze als realisiert angenommen.

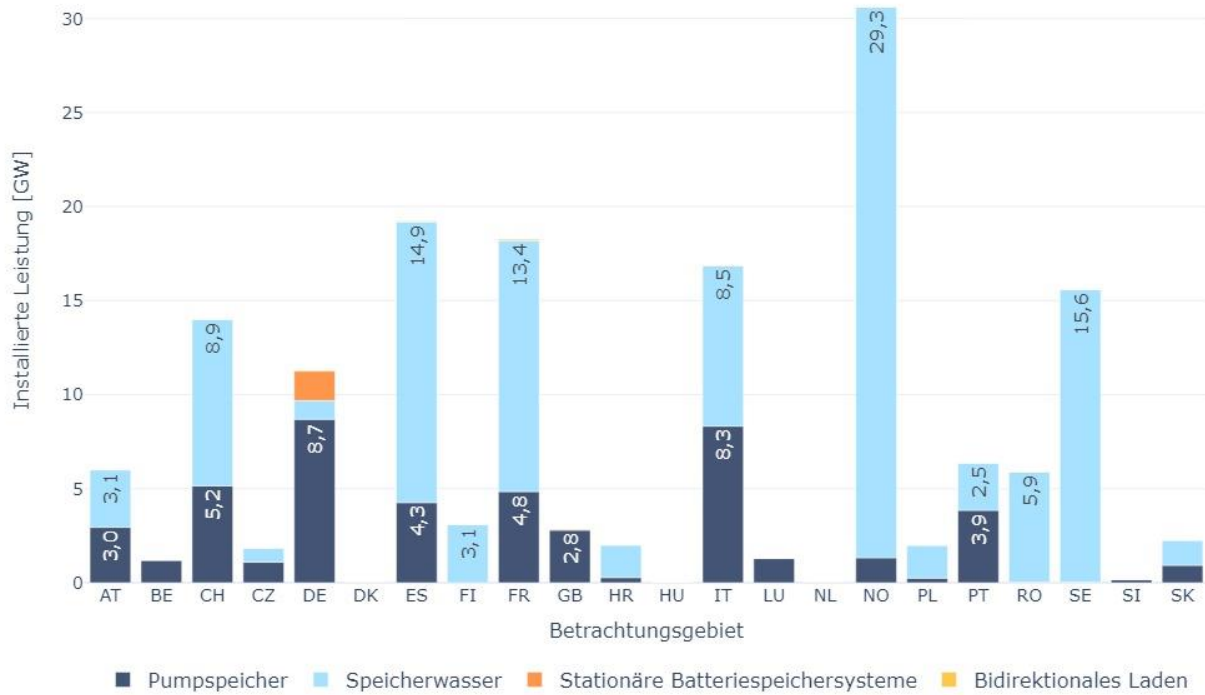


Abbildung 17: Initialer Bestand der Speicher im Betrachtungsgebiet

Für alle Speichercluster bis auf die Stationären Batteriesysteme sind die Bestände exogen vorgeben. Der Grund ist, dass die Potentiale der Speicherwasserkraftwerke (PSW, SW) im Wesentlichen erschlossen sind und nicht zu erwarten ist, dass hier aus dem Markt heraus neue entstehen.

Für das Cluster des bidirektionalen Ladens wurden stark vereinfachte Annahmen getroffen, die sich aus den Annahmen über die Elektromobilität von 15 Mio. Fahrzeugen für das Jahr 2030 ergeben. Im initialen Bestand werden noch keine Kapazitäten angenommen<sup>32</sup>. Da Fahrzeuge mit bidirektionalen Laden sowohl Leistung aus dem Netz beziehen als auch zurück einspeisen können, sind sie zu trennen vom Cluster der Batterieelektrischen Fahrzeuge (BEV), die als Nachfrageflexibilität lediglich ihren Verbrauch verschieben können. Bzgl. der dem Markt zur Verfügung stehenden Kapazität wird angenommen, dass die BDL Fahrzeuge über eine 77 kWh Batterie verfügen und etwa 40 % hiervon für den Strommarkt nutzbar sind. Unterstellt man eine Ladeleistung von 11 kW so ergibt sich ein E2P-Faktor von knapp 3 h<sup>33</sup>.

## 15. Annahmen zu den Einsatz- und Investitionskosten

In Tabelle 19 sind die angenommenen Einsatz- und Investitionskosten, die in die Berechnung eingehen, exemplarisch für das Jahr 2025 für Deutschland zu sehen.

<sup>32</sup> Siehe auch Anlage 5 Kapitel I A 3

<sup>33</sup> Siehe auch Anlage 3 Kapitel 4.4

Typ	Cluster	VBK [€/MWh]		FBK	AK	AIK	IK	LD
		AltB	NeuB	[€/MWh]	[€/MW]	[€/MWh]	[€/MW]	[a]
fa	Ind1	546		73	0	80	608	15
	Ind2	218		73	0	80	608	15
	Ind3	121		73	0	80	608	15
fi	BEV	0		-	-	-	-	15
	GHD	12		2.430	0	9.585	72.906	15
	HSS	0		-	-	-	-	15
	Ind4	21		547	0	990	7.534	15
	P2Goff	12		-	-	-	-	15
	P2Gon	12		-	-	-	-	15
	P2Hfw	57		-	-	-	-	15
	P2Hind	57		-	-	-	-	15
	WP	0		-	-	-	-	15
	p	ABF	48	48	-	-	-	-
BIO		4	4	-	-	-	-	30
BRK		68	67	158.224	101.328	-	-	45
ERGc		90	84	30.475	50.791	105.330	1.015.824	35
ERGo		138	124	16.507	31.744	64.923	634.890	40
H2c		-	84	-	-	-	-	35
KGAS		7	7	-	-	-	-	30
NEA		280	280	6.076	13.366	31.400	267.322	20
OEL		215	175	38.276	38.276	-	-	25
SON		4	4	16.507	31.744	-	-	40
ph	STK	76	75	48.252	93.138	-	-	45
	ABFx	59	59	-	-	-	-	30
	BIOx	4	4	-	-	-	-	30
	BRKx	100	85	174.731	158.722	-	-	45
	ERGcx	102	98	52.061	71.108	147.463	1.422.153	35
	ERGo <sub>x</sub>	152	146	28.774	42.316	86.544	846.317	40
	KGAS <sub>x</sub>	7	7	-	-	-	-	30
	OEL <sub>x</sub>	223	201	55.530	55.530	-	-	25
	SON <sub>x</sub>	4	4	28.774	42.316	-	-	40
	STK <sub>x</sub>	108	98	68.568	182.848	-	-	45
s	BDL	0		-	-	-	-	15
	LW	0		-	-	-	-	100
	PSW	0		-	-	-	-	100
	SBS	0		23.279	32.803	86.254	656.053	15
	SW	0		-	-	-	-	100

Tabelle 19: Einsatz- und Investitionskosten für Deutschland für 2025; (Quelle: FfE, Bundesnetzagentur)

Sofern die Kosten im Modell eine Rolle spielen, werden sie angegeben. Kann das Modell z.B. eine Technologie nicht zubauen (exogene Annahmen), werden die Investitionskosten in der Tabelle nicht angegeben. Kann das Modell diese Technologien endogen auch vorzeitig stilllegen, werden die entsprechenden fixen

Betriebskosten und Abschaltkosten angegeben. Ist der Bestand einer Technologie in allen Jahren fest vorgegeben, werden nur die variablen Betriebskosten angegeben. Cluster, die in Deutschland nicht vorkommen, sind nicht aufgeführt<sup>34</sup>.

Die ersten beiden Spalten enthalten die variablen Betriebskosten (VBK) in [€/MWh]. Einmal für den Altbestand (AltB; alle Kraftwerke vor 2025) und einmal für den Neubestand (NeuB; alle Kraftwerke ab inkl. 2025). Der Kraftwerksaltbestand wird individuell pro Land in Cluster zusammengefasst. Dadurch unterscheiden sich auch die Wirkungsgrade je Cluster und Land und somit die davon abhängigen VBK. Die VBK können sich also von Land zu Land unterscheiden. Abhängig von der Entwicklung der Brennstoffpreise und CO<sub>2</sub>-Kosten verändern sie sich über die Jahre. Danach folgen die fixen Betriebskosten (FBK) in [€/MW]. Es schließen sich die einmaligen Abschaltkosten (AK) in [€/MW] an, die anfallen, wenn Kapazität stillgelegt wird sowie die annuitätischen Investitionskosten<sup>35</sup> (AIK) in [€/MWh].

Die Grundlagen der AIK, nämlich die CAPEX-Overnight Investitionskosten<sup>36</sup> (IK) und die Lebensdauer (LD), folgen danach. Der gewichtete durchschnittliche Kapitalkostensatz (Weighted Average Cost of Capital; WACC) wird einheitlich mit 10 % und die Risikoprämie (Hurdle Premium) mit 0 % angenommen.

Die Kosten für die Braunkohlekraftwerke wurden auf Grundlage der Studie "Die deutsche Braunkohlenwirtschaft"<sup>37</sup> ermittelt.

## 16. Annahmen zu Kapazitätsmärkten

Es werden die bestehenden genehmigten Kapazitätsmärkte der folgenden Länder berücksichtigt: Belgien, Frankreich, Italien, Polen, Vereinigtes Königreich (hier mit Großbritannien gleichgesetzt). In Tabelle 20 ist auszugsweise die abzusichernde Leistung in [MW] abgebildet. Sie entspricht der installierten Leistung, die zur Strombedarfsdeckung mindestens vorhanden sein muss und notfalls modellendogen zugebaut wird.

---

<sup>34</sup> Die Kosten für Kernkraftwerke sind für Deutschland nicht aufgeführt. Für die Länder mit Kernkraftwerken werden diese Kosten in den Modellen berücksichtigt.

<sup>35</sup> Zur Berechnung wird die Hurdle Rate als Summe von WACC und Hurdle Premium genutzt.

<sup>36</sup> Hierbei wird angenommen, dass die Kraftwerksleistung über Nacht mit den aktuellen Preisen errichtet wird und somit keine Zinskosten oder Kosten durch Preissteigerungen während der Bauphase anfallen.

<sup>37</sup> [Öko-Institut \(2017\): Die deutsche Braunkohlenwirtschaft. Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende und der European Climate Foundation.](#)

Abzusichernde Leistung der Kapazitätsmärkte in [MW]

Land	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
BE	0	4.457	1.658	1.658	1.658	1.658	1.658	1.658	1.658	1.655	1.655
FR	79.482	377	377	226	0	0	0	0	0	0	0
IT	35.657	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PL	20.600	18.000	18.699	15.100	10.300	10.300	9.900	9.600	8.900	8.800	8.800
UK	33.946	35.398	36.147	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabelle 20: Abzusichernde Leistung der Kapazitätsmärkte im IIEM in MW

In Tabelle 21 sind die De-Rating Factors (DRF) dargestellt, die den Dokumenten zu den bestehenden Kapazitätsmärkten entnommen sind. Sie entsprechen der Wahrscheinlichkeit in Spitzenlastzeiten verfügbar zu sein<sup>38</sup>. Mit diesen Kürzungsfaktoren wird die installierte Leistung multipliziert, um den Beitrag zur abzusichernden Leistung zu berechnen:

Typ	Cluster	DRF	Typ	Cluster	DRF	Typ	Cluster	DRF
fa	Ind1	0,71	p(h)	ABF(x)	0,88	s	BDL	0,00
	Ind2	0,71		BIO(x)	0,88		LW	0,91
	Ind3	0,71		BRK(x)	0,80		PSW	0,91
	BEV	0,00		ERGc(x)	0,91		SBS	0,19
	GHD	0,71		ERGo(x)	0,95		SW	0,91
fi	HSS	0,00	GEO(x)	0,00				
	Ind4	0,71	H2c(x)	0,91				
	P2Goff	0,00	H2o(x)	0,95				
	P2Gon	0,00	KGAS(x)	0,00				
	P2Hfw	0,00	NEA(x)	0,00				
	P2Hind	0,00	NUK(x)	0,78				
	WP	0,00	OEL(x)	0,95				
			SON(x)	0,95				
			STK(x)	0,80				

Tabelle 21: De-Rating Factor pro Cluster zur Bereitstellung der abzusichernden Leistung; (FfE)

## 17. Annahmen zur Entwicklung der Stromhandelskapazitäten

Neben inländischen Erzeugungsanlagen steht der Import zur inländischen Lastdeckung zur Verfügung. Deutschland exportiert Strom, wenn dieser günstiger ist als im Ausland. Im Modell wird der grenzüberschreitende Handel durch bilaterale Übertragungskapazitäten abgebildet. Diese sogenannten Net Transfer Capacities (NTC) beschreiben den maximalen Leistungsfluss zwischen zwei Ländern bzw. Gebotszonen.

<sup>38</sup> Seite 123 im Anhang 3: "Dazu wird die durchschnittlich eingespeiste Leistung während der Wintermonate (Dezember bis Februar) zu Spitzenlastzeiten (werktags von 8 bis 20 Uhr) durch die gesamte installierte Leistung geteilt, um die Wahrscheinlichkeit für die Verfügbarkeit des Kraftwerks zu bestimmen."

Zur Bestimmung der Net Transfer Capacities (NTC) werden zwei Datensätze verknüpft: die NTC-Daten des ERAA 2023<sup>39</sup> und die Transfer Capacity Increases (TCI) des TYNDP 2022<sup>40</sup>. Da das ERAA nur die Stützjahre 2025, 2028, 2030 und 2033 nutzt, werden für die Zwischenjahre jeweils die Jahre davor herangezogen, d.h. für 2026 die Werte von 2025 usw. Ab 2034 werden die zukünftigen Ausbauprojekte des TYNDP 2022 berücksichtigt, wenn diese ein Project of Common Interest<sup>41</sup> (PCI) sind.

## 18. Annahmen zur Regelleistungsvorhaltung

### Integriertes Investitions- und Einsatzmodell

Die Regelleistungsvorhaltung (RLV) pro Stunde berechnet sich im IIEM aus der Multiplikation eines jährlichen Vorhaltungsanteils mit der Last pro Stunde. Diese Vorhaltungsanteile werden aus dem Datensatz des "National Trends" Szenarios des ERAA2022 berechnet. Im ERAA2022 sind Daten für vier Stützjahre (2024, 2025, 2027, 2030) enthalten. Je Stützjahr wird der Vorhaltungsanteil berechnet, indem die vorgehaltene Regelleistung durch die Jahreshöchstlast geteilt wird. Durch diese vier jahresspezifischen Stützpunkte bzw. RLV-Anteile an der Jahreshöchstlast wird eine logarithmische Kurve<sup>42</sup> gelegt, um die Werte für alle Jahre des Berechnungszeitraumes zu erstellen. Das Ergebnis ist nachfolgend beispielhaft für Deutschland und die Niederlande dargestellt:

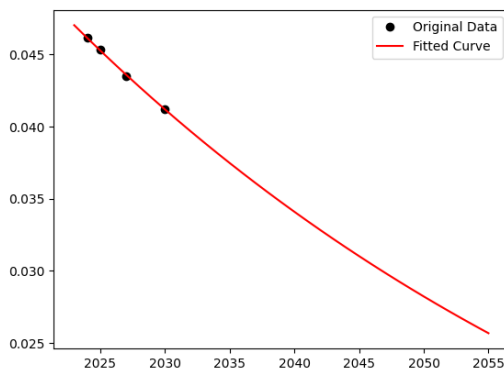


Abbildung 18: RLV-Vorhaltungsanteile für DE mittels logarithmischem Fit

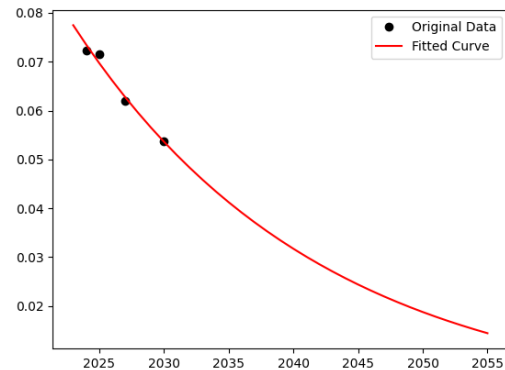


Abbildung 19: RLV-Vorhaltungsanteile für NL mittels logarithmischem Fit

Die Regelleistungsvorhaltung erfolgt in Anlehnung an die verschiedenen Regelleistungsarten bzw. -qualitäten, getrennt nach Spinning (quasi sofortige Leistungserbringung ist möglich) und Non-Spinning (Leistungserbringung ist erst nach wenigen Minuten Anfahrzeit möglich). Die Anteile zur Verteilung der gesamten

<sup>39</sup> <https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/sdc-documents/ERAA/2023/Net%20Transfer%20Capacities.zip>

<sup>40</sup> <https://tyndp2022-project-platform.azurewebsites.net/projectsheets/transmission>

<sup>41</sup> <https://docstore.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/FAQs/Pages/6.-Projects-of-Common-Interest.aspx>

<sup>42</sup> Die logarithmische Funktion dient dazu die degressive Abnahme abzubilden.

Regelleistungsvorhaltung auf beide Segmente wird aus den Daten des "National Trends" Szenarios des ERAA2022 berechnet. Dazu werden die folgenden Annahmen getroffen<sup>43</sup>:

- Spinning = FCR + aFRR = FCR + 0,5 \* FRR
- Non-Spinning = mFRR = 0,5 \* FRR

Damit ergibt sich die folgende Verteilung der Anteile für die Vorhaltung im Segment "Spinning" über alle im ERAA2022 betrachteten Zonen, nämlich als Histogramm, das auf der horizontalen Achse Intervalle von RLV-Anteilen darstellt und auf der vertikalen Achse die jeweilige Häufigkeit:

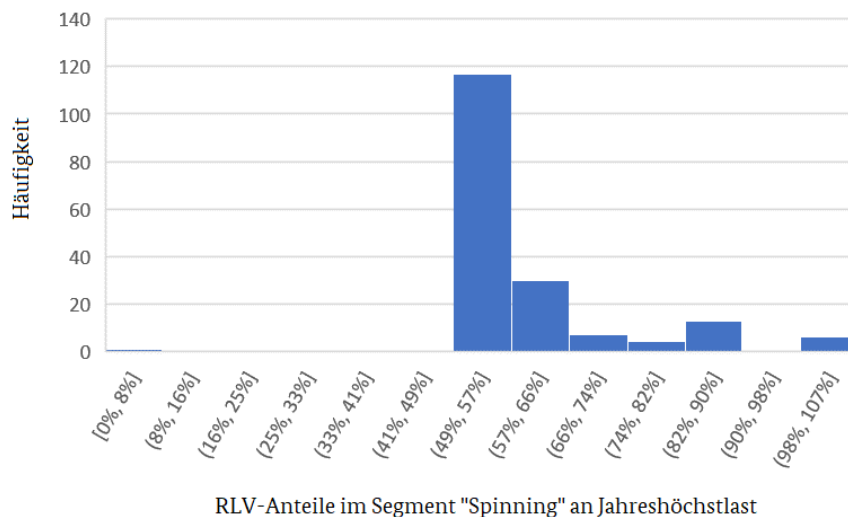


Abbildung 20: Histogramm bzw. Verteilung der Anteile der RLV im Segment "Spinning" nach Daten im "National Trends" Szenario im ERAA 2022; (Quelle; Bundesnetzagentur, ENTSO-E)

Vereinfachend wird die Verteilung der RLV auf beide Segmente mit jeweils 50% angenommen. Sie weicht nur dann ab, falls bei der Vorhaltung in einem Segment eine Unterdeckung entstünde. In der nachfolgenden Tabelle 22 ist zu sehen, wie die Verteilung auf beide Segmente genau parametrisiert ist:

<sup>43</sup> FCR = Frequency Containment Reserve; a/m FRR = automatic/manual Frequency Restoration Reserve

Zone	Spinning	NonSpinning	Zone	Spinning	NonSpinning
AT	0,5	0,5	HU	0,9	0,1
BE	0,5	0,5	IT	0,5	0,5
CH	0,5	0,5	LU	0,2	0,8
CZ	0,5	0,5	NL	0,8	0,2
DE	0,5	0,5	NO	0,2	0,8
DK1	0,9	0,1	PL	0,5	0,5
DK2	0,9	0,1	PT	0,5	0,5
ES	0,5	0,5	RO	0,5	0,5
FI	0,5	0,5	SE	0,5	0,5
FR	0,5	0,5	SI	0,5	0,5
GB	0,5	0,5	SK	0,5	0,5
HR	0,5	0,5			

Tabelle 22: Quoten zur Verteilung der RLV auf Spinning und Non-Spinning in den jeweiligen Ländern

Aus Vereinfachungsgründen hält jedes Cluster maximal nur in einem der beiden Segment Regelleistung vor. Die jeweilige Technik bestimmt das Segment in dem Regelleistung bereitgestellt wird. In Tabelle 23 ist die Zuordnung der Vorhaltungsart zum jeweiligen Cluster zu sehen:

Typ	Cluster	Spinning	NonSpinning	Typ	Cluster	Spinning	NonSpinning
fa	Ind1	0	0	p	NUK	1	0
fa	Ind2	0	0	p	OEL	1	0
fa	Ind3	0	0	p	SON	1	0
fi	BEV	0	1	p	STK	1	0
fi	GHD	0	1	ph	ABFx	1	0
fi	HSS	0	1	ph	BIOx	1	0
fi	Ind4	0	1	ph	BRKx	1	0
fi	P2Goff	0	1	ph	ERGcx	1	0
fi	P2Gon	0	1	ph	ERGoX	1	0
fi	P2Hfw	0	1	ph	GEOx	1	0
fi	P2Hind	0	1	ph	H2cx	1	0
fi	WP	0	1	ph	H2ox	1	0
p	ABF	1	0	ph	KGASx	1	0
p	BIO	1	0	ph	NUKx	1	0
p	BRK	1	0	ph	OELx	1	0
p	ERGc	1	0	ph	SONx	1	0
p	ERGo	1	0	ph	STKx	1	0
p	GEO	0	0	s	BDL	1	0
p	H2c	1	0	s	LW	0	1
p	H2o	1	0	s	PSW	0	1
p	KGAS	0	0	s	SBS	1	0
p	NEA	0	0	s	SW	0	1

Tabelle 23: Übersicht, welche Cluster welche Art von Regelleistung vorhalten

## Probabilistische Versorgungssicherheitsmodell

Die Methodik zur Bestimmung der vorzuhaltenden Regelleistung im PVSM entspricht dem Vorgehen aus dem Versorgungssicherheitsmonitoring des BMWi<sup>44</sup>. Im Modell ist in jeder modellierten Zone der für das Modelljahr berechnete Regelleistungswert in jeder Stunde des Jahres vorzuhalten. Die vorzuhaltende Regelleistung entspricht dem hochfrequenten, positiven Anteil der gesamten Regelleistung. Der hochfrequente Anteil betrifft unterstündliche Ereignisse (z.B. Rampen, Fahrplansprünge), die in den Zeitreihen nicht enthalten sind, sodass dieser Teil im Modell von den Kraftwerken vorzuhalten ist und nicht zur Lastdeckung zur Verfügung steht. Die unterstündlichen Ereignisse werden im Folgenden vereinfacht als Rauschen bezeichnet.

Für die Jahre 2019-2023 bilden die jährlichen Zeitreihen der sekundlichen Sekundärregelleistung [MW] die Datengrundlage.<sup>45</sup> Über die Sekundenwerte werden zwei Mittel gebildet. Das Minuten- und das Viertelstundenmittel. Das hochfrequente Rauschen ist die Differenz aus Minuten- und Viertelstundenwerten. Unter Versorgungssicherheitsaspekten ist vor allem das positive Rauschen herausfordernd, da die vorzuhaltende Leistung dann nicht zur Lastdeckung genutzt werden kann. Es werden somit nur die positiven Werte des Rauschens behalten. Der Referenzwert der vorzuhaltenden Leistung ist das 99,9975 %-Perzentil<sup>46</sup> der Werte des positiven Rauschens.

Unter der Annahme, dass die Ursachen des Regelleistungsabrufes näherungsweise lastproportional sind, wird der Wert, der im Modell vorzuhalten ist, durch die Jahreshöchstlast skaliert. Als Referenzwert wird hierfür zuerst für die fünf historischen Jahre 2019-2023 die stündliche Jahreshöchstlast aus den Stromverbrauchsdaten<sup>47</sup> von SMARD bezogen<sup>48</sup>. Unter der zusätzlichen Annahme, dass die Ursachen des Regelleistungsabrufes stochastisch unabhängig zwischen den Zonen sind, wird zur Ermittlung der Modelleingangsdaten eine Heuristik verwendet. Die im Modell von einer Zone vorzuhaltende Regelleistung entspricht dem oben ermittelten Referenzwert für Deutschland multipliziert mit der Quadratwurzel des Quotienten von Modelljahreshöchstlast und statistischer Jahreshöchstlast von Deutschland:

$$Regelleistung_{Zone}^{Modell} = Regelleistung_{Deutschland}^{Referenz} \cdot \sqrt{\frac{Jahreshöchstlast_{Zone}^{Modell}}{Jahreshöchstlast_{Deutschland}^{Referenz}}}$$

<sup>44</sup> r2b energy consulting GmbH, Consentec GmbH, Fraunhofer ISI, TEP Energy GmbH (2019): „Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten“ (S. 69-70)

<sup>45</sup> <https://www.netztransparenz.de/Daten-zur-Regelenergie/NRV-Saldo/Sekundliche-Daten>

<sup>46</sup> Das 99,9975%-Perzentil ist betrachtet auf die Grundgesamtheit aller Werte ein sehr hoher Wert der nahe am Maximum liegt. Aus Versorgungssicherheitssicht ist das eine konservative Annahme, da unterstellt wird, dass dieser Wert in jeder Stunde vorgehalten muss, er in der Realität aber nur in wenigen Zeitpunkten des Jahres vorlag. Das Maximum ist nicht zu verwenden, da es ein nicht repräsentativer Ausreißer sein könnte.

<sup>47</sup> SMARD enthält die Netzlast und entspricht der Nettostromerzeugung abzüglich des Nettoexports und der Einspeicherleistung der Pumpspeicherkraftwerke.

<sup>48</sup> <https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten/>

## 19. Annahmen zu Nichtverfügbarkeiten

### Primärdaten

Für die Annahmen zu den Nichtverfügbarkeiten der Erzeugungsanlagen werden Primärdaten der ENTSO-E Transparency Platform (TP)<sup>49</sup> ausgewertet. Für die Jahre 2015 - 2023 werden die Ausfalldaten über die SFTP Schnittstelle<sup>50</sup> der ENTSO-E TP bezogen. Insgesamt liegen 584.696 einzelne Ausfallmeldungen vor. Jede Meldung ist durch folgende sieben Merkmale charakterisiert (in Klammern der Spaltenname in den Rohdaten):

- Land (MapCode)
- Block-ID (PowerResourceEIC)
- Primärenergieträger (ProductionType)
- Anfang des Ausfalls (StartTS)
- Ende des Ausfalls (EndTS)
- Installierte Leistung (InstalledCapacity)
- Verfügbare Leistung (AvailableCapacity)

### Integriertes Investitions- und Einsatzmodell

Für die Modellierung muss jedem Erzeugungscluster ein stundenscharfes Verfügbarkeitsprofil zugeordnet werden. Hierzu werden aus den einzelnen Meldungen stundenscharfe durchschnittliche Verfügbarkeitsprofile abgeleitet, die nach Primärenergieträger und Land differenziert sind.

Die Ermittlung der clusterscharfen Verfügbarkeitsprofile erfolgt indem für jeden Kraftwerksblock, der in den Nichtverfügbarkeitsmeldungen von ENTSO-E auftaucht, ein stundenscharfes Profil der relativ verfügbaren Leistung (Quotient aus verfügbarer Leistung und installierter Leistung) erstellt wird. Für den Meldungszeitraum 2015-2023 liegen dann maximal neun jahresscharfe Profile für einen Block vor. Diese block- und jahresscharfen Verfügbarkeitsprofile werden dann gemäß Cluster und Zone gruppiert. Das Eingangsdatum für die Modellierung ist das über alle Blöcke einer Cluster-Zonen-Kombination gemittelte Profil.

Beispielhaft zeigt die nachfolgende Abbildung 22 das Verfügbarkeitsprofil für das Cluster der Erdgaskraftwerke (ERG) in Deutschland. Die durchschnittliche Verfügbarkeit ist 77,2 %. Erkennbar sind eine deutliche Saisonalität und Streuung von im Minimum 64,0 % bis zum Maximum von 91,2 %.

---

<sup>49</sup> <https://transparency.entsoe.eu/> > Outages > Unavailability of Production and Generation Units

<sup>50</sup> [https://transparency.entsoe.eu/content/static\\_content/Static%20content/knowledge%20base/SFTP-Transparency\\_Docs.html](https://transparency.entsoe.eu/content/static_content/Static%20content/knowledge%20base/SFTP-Transparency_Docs.html)

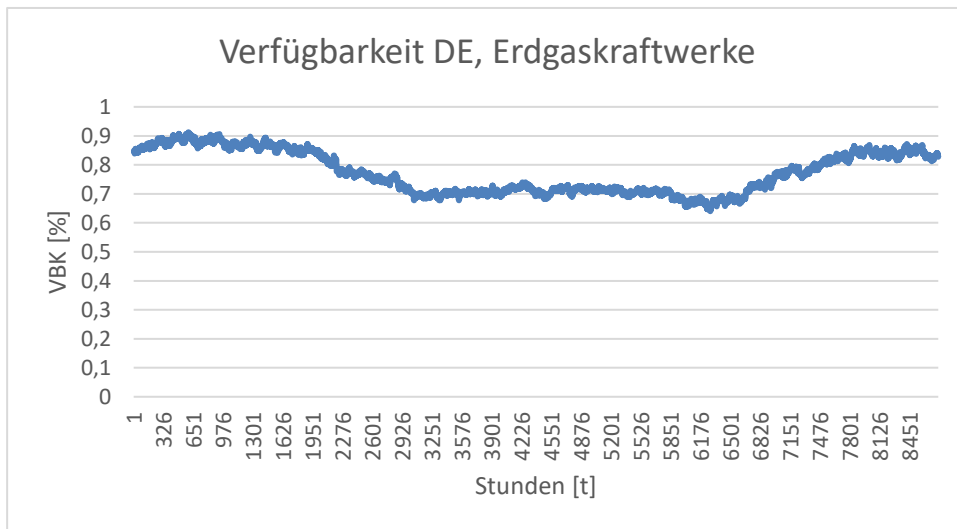


Abbildung 21: Verfügbarkeitsprofil für Erdgaskraftwerke in Deutschland für 8760 Stunden: (Quelle: Bundesnetzagentur)

Diesem durchschnittlichen Profil liegen 441 blockscharfe Einzelprofile zugrunde. Zonenscharfe Verfügbarkeitsprofile gehen nur dann ins Modell ein, wenn die Grundgesamtheit, über die der Durchschnitt gebildet wird, mindestens zehn beträgt. Ansonsten geht das über alle Zonen gebildete durchschnittliche Profil ein.

In Tabelle 24 sind für Deutschland die durchschnittlichen Verfügbarkeiten der verschiedenen Cluster aufgeführt.

Cluster	VBK
ABF	95%
BIO	78%
BRK	84%
ERG	77%
H2	77%
KGAS	77%
LW	91%
NEA	86%
OEL	86%
PSW	84%
SON	90%
STK	75%
SW	79%

Tabelle 24: Durchschnittliche Verfügbarkeiten der Erzeugungscluster in Deutschland

## Probabilistische Versorgungssicherheitsmodell

Das Probabilistische Versorgungssicherheitsmodell (PVSM) zeichnet sich dadurch aus, dass unter Variation des Wetters und ungeplanten Kraftwerksnichtverfügbarkeiten geprüft wird, ob der im IIEM berechnete Kraftwerkspark in der Lage ist, die Last zu decken. Unterschiedliches Wetter geht mit unterschiedlich zu deckender Residuallast einher. Ins IIEM geht das Wetterjahr 2002 ein, während im PVSM zwanzig Wetterjahre (1998 - 2017) zugrunde gelegt werden. Die ungeplanten Kraftwerksausfälle werden durch Ausfalljahre abgebildet. Den Berechnungen werden 200 dieser Ausfalljahre zugrunde gelegt, die alle unterschiedliche Verfügbarkeiten für Kraftwerke aufweisen. Die Kombination aller Wetter-Ausfall-Jahre beschreibt die Gesamtheit der 4.000 zu betrachtenden Jahre.

Ein Ausfalljahr im PVSM ist dadurch charakterisiert, dass die Verfügbarkeiten der Kraftwerksblöcke in diesem Jahr variiert werden. Hierzu wird differenziert nach Zone und Cluster in jedem Ausfalljahr für jeden Kraftwerksblock ein zufällig ausgewähltes, stundenscharfes Ausfallprofil  $\{0,1\}^{1 \times 8760}$  hinterlegt. Eine 0 bedeutet, dass der Kraftwerksblock in dieser Stunde nicht verfügbar ist, eine 1, dass er verfügbar ist. Für jede Cluster-Zonen-Kombination besteht der Pool der Ausfallprofile, aus denen ausgewählt wird, aus 1.000 synthetischen Ausfallprofilen. Diese synthetischen Ausfallprofile basieren wiederum auf den historischen, blockscharfen Ausfallprofilen der ENTSO-E Daten.

Ein historisches<sup>51</sup> Ausfallprofil, das je Stunde die relativ verfügbare Leistung (Quotient aus verfügbarer Leistung und installierter Leistung) ausgibt, kann als eine Wahrscheinlichkeitsverteilung verstanden werden. Diese Binomialverteilung beschreibt die Wahrscheinlichkeit, dass ein Kraftwerksblock in einer Stunde des Jahres verfügbar oder nichtverfügbar ist. Zur Modellierung der Nichtverfügbarkeiten im PVSM werden auf Grundlage eines historischen Profils 1.000 synthetische Profile erstellt. Bei der Erstellung der synthetischen Profile wird jeweils der Zustand des Kraftwerks für einen ganzen Tag zufällig ausgewählt. Die Wahrscheinlichkeit, dass der Kraftwerksblock an diesem Tag verfügbar oder nicht verfügbar ist, entspricht der in der jeweiligen Woche durchschnittlichen historischen relativen verfügbaren Leistung.

Für Deutschland liegen für Erdgaskraftwerke<sup>52</sup> z.B. 441 historische Profile vor. Für jedes dieser 441 historischen Profile werden 1.000 synthetische Profile erstellt, sodass zuerst insgesamt 441.000 synthetische Profile vorliegen. Diese werden gemäß ihrer durchschnittlichen Verfügbarkeit sortiert, um ausgehend davon jedes 441. Profil zu behalten. Im Ergebnis liegen damit 1.000 synthetische Profile für Erdgaskraftwerke in Deutschland vor, die die gesamte Bandbreite der historischen Verfügbarkeit vollständig abbilden.

Im PVSM ist ein Ausfalljahr dadurch charakterisiert, dass jedem Kraftwerksblock ein zufälliges Verfügbarkeitsprofil zugeordnet wird. Hierzu wird in jedem der 200 Ausfalljahre<sup>53</sup> für jeden Block eines Clusters ein Profil aus dem Pool der 1.000 synthetischen Ausfallprofile ausgewählt. Das Verfügbarkeitsprofil des Clusters, das für ein Ausfalljahr in das Modell eingeht, ist dann das leistungsgewichtete Mittel der

---

<sup>51</sup> Ein historisches Profil ist ein in der Vergangenheit beobachtetes Ausfallprofil eines Kraftwerks. Demgegenüber ist ein synthetisches Profil ein künstliches Ausfallprofil, das zufällig durch den Computer generiert wird. Grundlage des synthetischen Profils sind jedoch die real beobachteten Ausfälle.

<sup>52</sup> Bei den ENTSO-E Meldungen entspricht das den Ausfallmeldungen die zu "Fossil Gas" korrespondieren.

<sup>53</sup> Für die Monte-Carlo Simulation ist eine Mindestanzahl an Rechnungen notwendig, damit das Ergebnis konvergiert. Die Konvergenz ist mit 200 Ausfalljahren in Kombination mit 20 Wetterjahren gewährleistet.

blockscharfen Profile. Jedes dieser 200 Ausfalljahre weist eine unterschiedliche Verfügbarkeit auf. Diese hängt davon ab, ob in dem Ausfalljahr Profile mit einer hohen oder niedrigen Verfügbarkeit gezogen wurden. In Abbildung 22 ist exemplarisch die Häufigkeitsverteilung der durchschnittlichen Verfügbarkeiten für das Erdgas Cluster mit der offenen Gasturbine (ERGo) in Deutschland über alle 200 Ausfalljahre dargestellt. Über alle Ausfalljahre werden im Mittel die 77% getroffen, die auch in das IIEM eingehen (siehe vorheriger Abschnitt), sodass diesbezüglich Konsistenz zwischen den beiden Modellen herrscht. Es gibt jedoch auch Jahre, die eine deutlich geringere Verfügbarkeit aufweisen. Das Minimum liegt bei 59 %. Die maximale Verfügbarkeit in einem Ausfalljahr liegt bei 87 %.

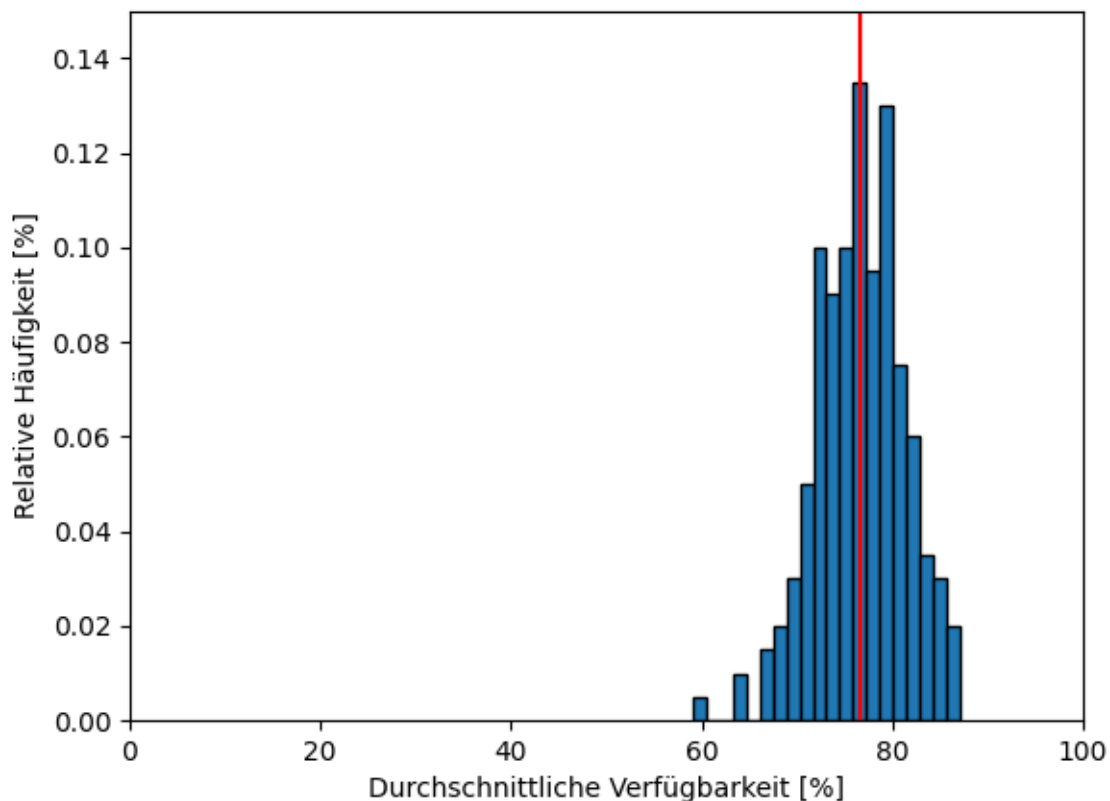


Abbildung 22: Häufigkeitsverteilung durchschnittlicher Verfügbarkeiten über alle Ausfalljahre für Kraftwerke mit offener Gasturbine

## 20. Fester Randexport

Es gibt Länder, die nicht Teil des Betrachtungsgebietes sind, jedoch mit Ländern des Betrachtungsgebietes relevanten Stromaustausch betreiben. Unterschläge man diesen Stromaustausch in den Berechnungen, würde dies das Ergebnis verzerren. Im Modell wird diesem Umstand durch Zeitreihen des festen Randexports Rechnung getragen. Der feste Randexport (FRE) ist eine Leistungszeitreihe auf der Verbrauchsseite der Strombilanz und stellt eine Nettosition dar. Das heißt er ist positiv, wenn es sich um einen Export handelt und negativ für Import. Der FRE geht als exogene Größe ins Modell ein und reagiert demnach nicht endogen auf konkrete Marktsituationen. Die Alternative wäre ihn zu unterschlagen, was mit Bezug auf den historischen Handel nicht sachgemäß ist oder das Betrachtungsgebiet auf alle Handelszonen des

Strombinnenmarktes zu erweitern. Da der Fokus der Untersuchung Deutschland ist und alle Nachbarn im Betrachtungsgebiet des Modells vertreten sind, wurde zur Vereinfachung angenommen, dass das Randgebiet per historischer Handelsflüsse an das Betrachtungsgebiet angeschlossen wird. Das arithmetische Mittel der kommerziellen Austausche über die Jahre 2015 – 2023 bildet jeweils den FRE ab. Hierzu werden über die ENTSO-E SFTP-Schnittstelle die Day-Ahead Commercial Schedules [12.1.F] der Transparency Platform (TP) bezogen<sup>54</sup>. In das Modell geht für jede Zone nur eine einzige Zeitreihe ein. Diese ist der Mittelwert über alle Leistungszeitreihen der verschiedenen Jahre. In Tabelle 25 sind die Grenzen zu Randgebieten aufgeführt.

**Grenzen des Randbereiches als Exportzeitreihen**

FI-EE	GB-IE	GB-NIE	HR-BA	HR-RS
HU-RS	HU-UA	IT-GR	IT-ME	IT-MT
PL-LT	PL-UA	RO-BG	RO-MD	RO-RS
RO-UA	SE-LT	SK-UA		

Tabelle 25: Grenzen zu Randgebieten

## 21. Ausbauzustand der Übertragungsnetze

Neben der Bewertung der marktseitigen Versorgungssicherheit ist es wichtig zu prüfen, ob die am Strommarkt bereitgestellte Energie im Übertragungsnetz unter Wahrung der Netzsicherheit transportiert werden kann. Die netzseitige Versorgungssicherheit ist gegeben, wenn die Netzinfrastruktur zu jedem Zeitpunkt in der Lage ist, die Energie unter Einhaltung des n-1 Standards vom Erzeuger zum Verbraucher zu übertragen. Der Ausbauzustand des deutschen sowie des europäischen Übertragungsnetzes ist daher ein wichtiger Eingangsparameter.

Grundlage der Berechnungen ist ein Modell des europäischen Übertragungsnetzes, wobei der Fokus auf der deutsch-luxemburgischen Gebotszone liegt. Diese wird auf der Übertragungsnetzebene leitungs- und netzknotenscharf abgebildet. An Deutschland angrenzende Länder sowie Italien werden ebenfalls detailliert abgebildet. Die Netzinfrastruktur der weiteren europäischen Länder wird wie im Netzentwicklungsplan Strom (NEP) vereinfacht betrachtet.

Abbildung 23 zeigt den Betrachtungsbereich mit den zugehörigen Detailgraden der Netzabbildung. Diese Vorgehensweise ist mit den Netzberechnungen vergleichbar, die dem Netzentwicklungsplan gemäß § 12b EnWG sowie der Systemanalyse gemäß § 3 Abs. 2 NetzResV zugrunde liegen<sup>55</sup>.

<sup>54</sup> [https://transparency.entsoe.eu/content/static\\_content/Static%20content/knowledge%20base/SFTP-Transparency\\_Docs.html#dayaheadcommercialschedules](https://transparency.entsoe.eu/content/static_content/Static%20content/knowledge%20base/SFTP-Transparency_Docs.html#dayaheadcommercialschedules)

<sup>55</sup> Vgl. 4 ÜNB (2022): Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes, Kap.3.

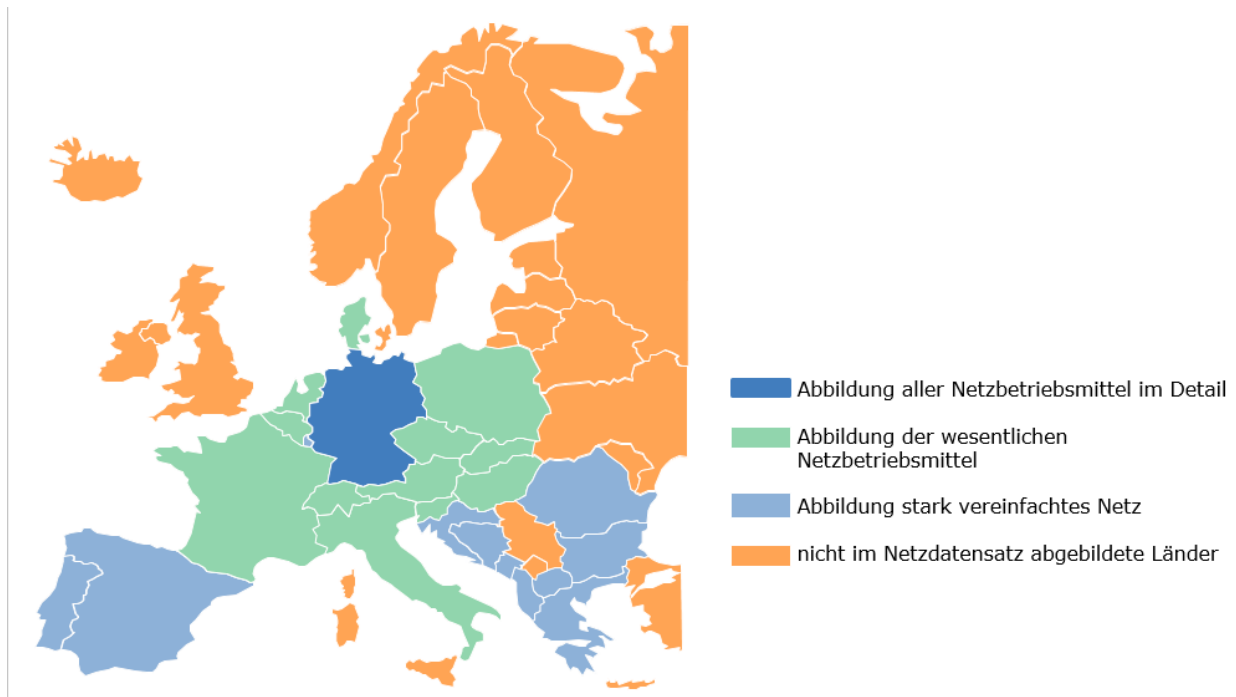


Abbildung 23: Betrachtungsbereich des Netzmodells; (Quelle: Bundesnetzagentur)

Für den Netzausbauzustand wird der Bestand an Leitungen und sonstigen Betriebsmitteln zugrunde gelegt, einschließlich des bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes erwarteten Zubaus. Der Netzausbauzustand wird so berücksichtigt, dass nur die bis zu Beginn des jeweiligen Betrachtungsjahres voraussichtlich in Betrieb zu nehmenden Projekte antizipiert werden. Es erfolgen keine unterjährigen Anpassungen des Netzausbauzustandes. Folglich wird ein Leitungsbauprojekt als im Betrachtungsjahr in Betrieb angenommen, wenn es nach aktuellem Kenntnis- und Planungsstand bis zum 31. Dezember des Vorjahres fertiggestellt sein soll.

Der nationale Netzausbaufortschritt wird anhand des bestätigten Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045<sup>56</sup> in Verbindung mit dem Bundesbedarfsplangesetz und dem Energieleitungsausbaugesetz sowie aktueller Erkenntnisse aus dem Prozess der Erstellung der Systemanalysen gemäß NetzResV abgebildet. Maßgeblich ist auch das Netzausbaucolling des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz mit Stand Quartal 1 / 2024. Netzausbauprojekte, die noch kein definiertes Inbetriebnahmehjahr besitzen, weil sie sich noch nicht im Planungsprozess befinden, werden für das im Netzentwicklungsplan vorgegebene Zieljahr als in Betrieb angenommen.

Für die Projekte im europäischen Ausland sind die Angaben zu den (voraussichtlichen) Inbetriebnahmen gemäß des TYNDP 2022 maßgeblich.

In den verschiedenen Quellen, die Auskunft über den Netzausbauzustand geben, werden zum Teil unterschiedliche Inbetriebnahmedaten genannt. Ist dies der Fall, wird der europäische und vor allem der grenzüberschreitende Netzausbauzustand derart angenommen, dass die Übertragungsfähigkeit des Netzes mit

<sup>56</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2024): Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045.

den Annahmen zu grenzüberschreitenden Handelskapazitäten zusammenpassen, siehe Kapitel 17. Bei Inkonsistenzen werden folglich die Inbetriebnahmejahre des ERAA23 unterstellt, um die Konsistenz mit den NTC-Annahmen zu wahren.

Die in Deutschland geplanten Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) stehen in besonderem Fokus im Hinblick auf den Fortschritt des Netzausbaus. Die HGÜ werden mit den in Tabelle 26 dargestellten Inbetriebnahmejahren berücksichtigt.

### **Inbetriebnahmejahre (IBN) der HGÜ-Verbindungen in Deutschland**

	<b>Aktuell angestrebtes IBN</b>
Osterrath - Philippsburg (Ultranet)	2026
Emden Ost- Osterath (A-Nord)	2027
Wolmirstedt - Isar (SuedOstLink)	2027
Brunsbüttel - Großgartach (SuedLink)	2028
Wilster - Bergheinfeld/West (SuedLink)	2028
Klein Rogahn / Stralendorf / Warsaw / Holthuse / Schossin - Isar (SuedOstLink, SuedOstLink+)	2030
Schleswig-Holstein nach Mecklenburg-Vorpommern (NordOstLink [DC31])	2031
Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen (Korridor B)	2032
Schleswig-Holstein nach Nordrhein-Westfalen (Korridor B)	2032
Niedersachsen nach Hessen (Rhein-Main-Link)	2033
Schleswig-Holstein nach Mecklenburg-Vorpommern (NordOstLink [DC32])	2034

Tabelle 26: Angestrebte Inbetriebnahmejahre der in Deutschland geplanten HGÜ (Quelle: Monitoring des Stromnetzausbaus Q1/2024<sup>57</sup>, Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045)

Grundlage für die Netzberechnungen bilden Netzdatensätze der jeweiligen Betrachtungsjahre, siehe Tabelle 27.

<sup>57</sup> Monitoring des Stromnetzausbaus Erstes Quartal 2024 zu finden unter:  
[https://data.netzausbau.de/Vorhaben/Monitoring/Monitoringbericht\\_Q1-24.pdf](https://data.netzausbau.de/Vorhaben/Monitoring/Monitoringbericht_Q1-24.pdf)

## Grundlagen-Datensätze der Netzberechnungen

	Zugrundeliegender Datensatz der Übertragungsnetzbetreiber
2026	Systemanalyse 2023 (t+3) <sup>58</sup>
2030	Langfristanalyse LA2030 (V2022) <sup>59</sup>
2035	Netzentwicklungsplan 2023 - 2037

Tabelle 27: Betrachtungsjahre und zugrundeliegende Datensätze der Netzberechnungen

Diese Netzdatensätze werden entsprechend der oben genannten Annahmen angepasst, sodass sie einerseits die Konsistenz zu den Prozessen der Netzentwicklung und des sicheren Netzbetriebs, z.B. der Systemanalyse, aufweisen und andererseits den aktuellen Kenntnisstand bezüglich der Inbetriebnahmedaten von Ausbauprojekten abbilden.

## 22. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb

Bei der Energieübertragung über Freileitungen kommt es aufgrund der elektrischen Ströme zu elektrischen Verlusten, die zu einer Erwärmung der Leitungen führen. Aufgrund der Erwärmung dehnt sich das Material aus und verursacht einen größeren Durchhang der Leitungen. Höhere Windgeschwindigkeiten sowie niedrigere Umgebungstemperaturen führen dazu, dass Leiterseile von Freileitungen im Betrieb gekühlt werden und folglich höhere Belastbarkeiten aufweisen. Die reguläre Belastung von Freileitungsabschnitten darf regional entsprechend der Witterungsverhältnisse gemäß den Grundsätzen für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes der Übertragungsnetzbetreiber<sup>60</sup> bis zu 150 % betragen.

Die Abschätzung, welche erhöhte Belastung ein bestimmter Freileitungsabschnitt erfahren darf, erfolgt anhand der in den oben genannten Grundsätzen festgelegten Methodik. Diese berücksichtigt, in welcher der neun regionalen Gliederungen sich die Freileitung befindet (siehe Abbildung 24).

<sup>58</sup> Systemanalysen der Übertragungsnetzbetreiber 2023, zu finden unter [www.bundesnetzagentur.de/netzreserve](http://www.bundesnetzagentur.de/netzreserve)

<sup>59</sup> Langfristanalyse 2030 der Übertragungsnetzbetreiber, zu finden unter [https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/%C3%BCber%20uns/studien%20und%20positionspapiere/studie%20zum%20beschleunigten%20kohleausstieg%20bis%202030/teilkpaket\\_2\\_exemplarische\\_quantitative\\_langfristanalyse\\_2030.pdf](https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/%C3%BCber%20uns/studien%20und%20positionspapiere/studie%20zum%20beschleunigten%20kohleausstieg%20bis%202030/teilkpaket_2_exemplarische_quantitative_langfristanalyse_2030.pdf)

<sup>60</sup> Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes, 50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Stand Juli 2022



Abbildung 24: Regionale Gliederung des Übertragungsnetzes zur Ermittlung witterungsabhängiger Strombelastbarkeiten von Freileitungen; (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber<sup>61</sup>)

Des Weiteren ist die Witterungssituation in der jeweiligen Stunde ausschlaggebend. Abbildung 25 zeigt die prozentuale Strombelastbarkeit in Abhängigkeit von der Umgebungstemperatur und der Windgeschwindigkeit. Dabei gilt, dass die Belastung umso mehr vom Normwert (100 %) abweichen darf, je niedriger die Temperatur und je höher die Windgeschwindigkeit ausfällt. Dabei ist jeweils die pro Region und Stunde festgestellte höchste Temperatur sowie niedrigste Windgeschwindigkeit maßgeblich.

<sup>61</sup> Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes:

[https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/%C3%BCber%20uns/studien%20und%20positionspapiere/planung%20und%20betrieb%20des%20deutschen%20%C3%BCbertragungsnetzes/u%CC%88nb-planungsgrundsatz%CC%88tze\\_202207.pdf](https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/%C3%BCber%20uns/studien%20und%20positionspapiere/planung%20und%20betrieb%20des%20deutschen%20%C3%BCbertragungsnetzes/u%CC%88nb-planungsgrundsatz%CC%88tze_202207.pdf)

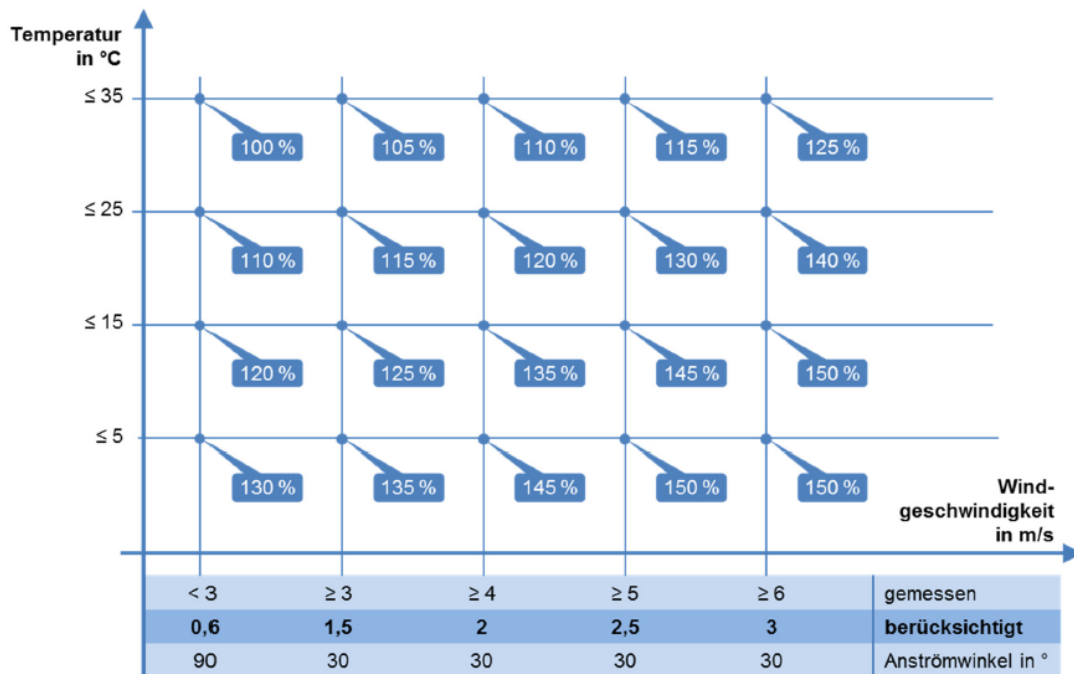


Abbildung 25: Prozentuale Strombelastbarkeiten in Abhängigkeit von Umgebungstemperatur und Windgeschwindigkeit; (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber<sup>62</sup>)

Der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb wird in den Netzberechnungen entsprechend berücksichtigt und geht dadurch mit in die resultierenden Netzbelastungen ein.

## 23. Netzverluste

Bei der Übertragung von Leistung fallen neben dem Nettostromverbrauch auch Verluste in Form von ohmschen Verlusten in Leiterseilen, Transformatoren und anderen Systemelementen oder Ableit- und Koronaverluste<sup>63</sup> an. Die Netzverluste setzen sich aus Übertragungs- und Verteilnetzverlusten zusammen. Der Anteil der Netzverluste wird aus der Eurostat-Tabelle Versorgung, Umwandlung und Verbrauch von Elektrizität<sup>64</sup> aus Energiedaten des Jahres 2022 für das jeweilige Land abgeleitet<sup>65</sup>. Die Verlustenergie dient nicht der Deckung der Nachfrage der Endverbraucher, muss jedoch in der Bilanz berücksichtigt und folglich von Erzeugungsanlagen bereitgestellt werden.

<sup>62</sup> Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes

<sup>63</sup> Verluste die durch elektrische Entladungen in der Umgebungsluft an Leiterseilen entstehen.

<sup>64</sup> Eurostat - Tabelle nrg\_cb\_e. abrufbar unter: Statistics | Eurostat (europa.eu)

<sup>65</sup> FfE: Methodischer Bericht zur Datenlieferung, Kapitel 4.10 Netzverluste

## Netzverluste

Land	Anteil Netzverluste am Netto-Stromverbrauch	Land	Anteil Netzverluste am Netto-Stromverbrauch
Belgien	4,3 %	Österreich	4,9 %
Dänemark	5,7 %	Polen	5,7 %
Finnland	3,6 %	Portugal	10,1 %
Frankreich	8,3 %	Rumänien	12,0 %
Deutschland	5,4 %	Schweden	7,7 %
Großbritannien	9,0 %	Schweiz	7,5 %
Italien	6,5 %	Slowakei	5,5 %
Kroatien	10,0 %	Slowenien	6,4 %
Luxemburg	2,4 %	Spanien	10,8 %
Niederlande	4,5 %	Tschechien	5,7 %
Norwegen	5,3 %	Ungarn	6,6 %

Tabelle 28: Netzverluste im Betrachtungsgebiet; (Quelle: FfE)

## 24. Netzreserve

Kraftwerke, die bis auf weiteres infolge einer (genehmigten) Systemrelevanzausweisung gem. § 13b EnWG einem Stilllegungsverbot unterliegen, werden in der Netzreserve vorgehalten. Die Redispatchpotentiale dieser Anlagen werden für die Redispatch-Berechnungen berücksichtigt. Zum Zeitpunkt der Erstellung des vorliegenden Berichts sind Systemrelevanzausweisungen von Kraftwerken bis Ende März 2031 erfolgt. Diese Anlagen werden für die Betrachtungsjahre 2026 und 2030 als Redispatchpotentiale angenommen. Ebenfalls werden solche Anlagen als Netzreservekraftwerke berücksichtigt, für die insbesondere die Langfristanalyse LA2030<sup>66</sup> der Übertragungsnetzbetreiber aus dem Jahr 2022 auf eine Systemrelevanz hindeutet, die über den gegenwärtigen Ausweisungszeitraum hinaus reicht.

Keine Berücksichtigung für das Jahr 2030 finden die Anlagen, deren Systemrelevanz nach derzeitigem Kenntnisstand in den kommenden Jahren entfällt bzw. wo mit Inbetriebnahme von derzeit im Bau befindlichen Neuanlagen die Netzreserveanlagen in die endgültige Stilllegung entlassen werden.

Da zum Zeitpunkt der Berichtserstellung keine Informationen vorliegen, welche Anlagen über März 2031 hinaus als systemrelevant ausgewiesen werden, werden für das Betrachtungsjahr 2035 keine Netzreservekraftwerke unterstellt.

<sup>66</sup> Teilpaket 2 zur Langfristanalyse 2030 (exemplarische quantitative Netzanalyse) der Übertragungsnetzbetreiber, abrufbar unter: <https://www.netztransparenz.de/Weitere-Veroeffentlichungen/Studie-zum-beschleunigten-Kohleausstieg-bis-2030>.

## 25. Besondere netztechnische Betriebsmittel

Bei den besonderen netztechnischen Betriebsmitteln (bnBm) handelt es sich um vier Anlagen in Süddeutschland mit einer Leistung von je 300 MW. Diese Anlagen sind nicht am Strommarkt aktiv und können nur zu Netzstabilisierungszwecken eingesetzt werden. Die genannten Leistungen dieser Anlagen stehen für die Redispatch-Berechnungen der Betrachtungsjahre 2026 und 2030 zur Verfügung und können nachrangig zur Netzreserve eingesetzt werden. Da die Anlagen nur eine vertragliche Laufzeit von zehn Jahren haben, stehen sie ab dem Jahr 2033 bzw. 2034 nicht mehr zur Verfügung und können somit im Jahr 2035 nicht mehr für die Redispatch-Berechnungen genutzt werden.

# Verzeichnisse

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Betrachtungsgebiet VSM24.....	6
Abbildung 2: Absatz Heizungswärmepumpen; (Quelle: BWP / BDH Absatzstatistik, Bundesnetzagentur).....	10
Abbildung 3: Ausbauziele [GW] der Erneuerbare Energien Anlagen gemäß dem EEG in Deutschland.....	16
Abbildung 4: Ausbauziele [GW] für Wind- und PV-Anlagen im Betrachtungsgebiet ohne Deutschland.....	17
Abbildung 5: Interpolierte Energiemengen [TWh] der EE-Anlagen in Deutschland im Zeitverlauf.....	18
Abbildung 6: Interpolierte Energiemengen [TWh] von Wind- und PV-Anlagen im Betrachtungsgebiet ohne Deutschland.....	19
Abbildung 7: Interpolierter Stromverbrauch [TWh] in Deutschland im Zeitraum 2023- 2040.....	20
Abbildung 8: Interpolierter Stromverbrauch [TWh] in Europa ohne Deutschland.....	21
Abbildung 9: Interpolierte öffentliche Fernwärmebedarf [TWh <sub>th</sub> ] in Deutschland.....	22
Abbildung 10: Interpolierte öffentliche Fernwärmebedarf [TWh <sub>th</sub> ] in Europa ohne Deutschland.....	22
Abbildung 11: CO <sub>2</sub> -Zertifikate Preise; (Quelle: IEA).....	23
Abbildung 12: Brennstoffpreise; (Quelle: IEA).....	24
Abbildung 13: Initialer Bestand der Kraftwerke.....	29
Abbildung 14: Exogene Bestandsveränderungen des Kraftwerksparks im Betrachtungsgebiet ohne Deutschland.....	30
Abbildung 15: Exogene Bestandsveränderungen des Kraftwerksparks in Deutschland.....	31
Abbildung 16: Exemplarische Dauerlinie Lastsenkungspotential für Batterieelektrische Fahrzeuge für das Jahr 2030.....	38
Abbildung 17: Initialer Bestand der Speicher im Betrachtungsgebiet.....	40
Abbildung 18: RLV-Vorhaltungsanteile für DE mittels logarithmischem Fit.....	44
Abbildung 19: RLV-Vorhaltungsanteile für NL mittels logarithmischem Fit.....	44
Abbildung 20: Histogramm bzw. Verteilung der Anteile der RLV im Segment "Spinning" nach Daten im "National Trends" Szenario im ERAA 2022; (Quelle; Bundesnetzagentur, ENTSO-E).....	45
Abbildung 21: Verfügbarkeitsprofil für Erdgaskraftwerke in Deutschland für 8760 Stunden: (Quelle: Bundesnetzagentur).....	49
Abbildung 22: Häufigkeitsverteilung durchschnittlicher Verfügbarkeiten über alle Ausfalljahre für Kraftwerke mit offener Gasturbine.....	51
Abbildung 23: Betrachtungsbereich des Netzmodells; (Quelle: Bundesnetzagentur).....	53
Abbildung 24: Regionale Gliederung des Übertragungsnetzes zur Ermittlung witterungsabhängiger Strombelastbarkeiten von Freileitungen; (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	56

Abbildung 25: Prozentuale Strombelastbarkeiten in Abhängigkeit von Umgebungstemperatur und  
Windgeschwindigkeit; (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....57

# Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Tabelle mit den Energiemengen für Wind und PV 2023- 2035 für DE und Betrachtungsgebiet ohne DE; (Quelle: FfE) .....	8
Tabelle 2: Windkraftleistung im Betrachtungsgebiet; (Quelle: ICIS, Bundesnetzagentur).....	9
Tabelle 3: Zubau Windkraftleistung im Betrachtungsgebiet; (Quelle: ICIS, Bundesnetzagentur) .....	9
Tabelle 4: Stromverbrauch für Elektroautos, Power-to-Gas und Power-to-Heat in 2030 und 2035, Angaben in [TWh] .....	9
Tabelle 5: Kapazitäten der Kraftwerksstrategie nach Jahr und Technologie, Angaben jeweils in [MW]; (Quelle BMWK).....	11
Tabelle 6: Übersicht der verwendeten Typen und Cluster mit Erläuterung.....	26
Tabelle 7: Initialer Bestand als unmittelbares Eingangsdatum des IIEM in MW; (Quelle: Bundesnetzagentur) .	27
Tabelle 8: Übersicht der Freiheitsgrade der Cluster im IIEM; (Quelle Bundesnetzagentur) .....	28
Tabelle 9: Freiheitsgrade der Cluster als unmittelbare Eingangsdaten für das IIEM (Quelle: Bundesnetzagentur) .....	28
Tabelle 10: Umsetzung von § 4 KVBG und Anlage 2 zum KVBG im IIEM in MW (* der Braunkohleausstieg im Rheinischen Revier wird ab 2030 berücksichtigt); (Quelle: Bundesnetzagentur).....	32
Tabelle 11: Vorgegebene installierte Nettoleistung der Kernkraftwerke [MW]; (Quelle: Bundesnetzagentur, FfE) .....	33
Tabelle 12: Angenommene installierte Leistung der Kernkraftwerke in Frankreich in MW; (Quelle: RTE, Bundesnetzagentur) .....	34
Tabelle 13: Ausschnitt der Annahmen zu Biomasse-Anlagen; (Quelle: BMWK).....	34
Tabelle 14: Ziel-Vollbenutzungsstunden der Biomasse-Anlagen im IIEM mit ungerundeten Werten; (Quelle: eigene Berechnung).....	35
Tabelle 15: Übersicht der Projektierungszeit pro Cluster.....	35
Tabelle 16: Annahmen zur Kraftwerksstrategie als Zubauvorgabe in MW; (Quelle: BMWK, Stand: Februar 2024) .....	36
Tabelle 17: Parameter der Nachfrageflexibilitäten.....	37
Tabelle 18: Maximales Lastreduktionspotential [GW] in DE im Zeitraum 2025 - 2040 für verschiedene Nachfrageflexibilitäten (Quelle: Bundesnetzagentur, FfE).....	39
Tabelle 19: Einsatz- und Investitionskosten für Deutschland für 2025; (Quelle: FfE, Bundesnetzagentur).....	41
Tabelle 20: Abzusichernde Leistung der Kapazitätsmärkte im IIEM in MW .....	43
Tabelle 21: De-Rating Factor pro Cluster zur Bereitstellung der abzusichernden Leistung; (FfE) .....	43
Tabelle 22: Quoten zur Verteilung der RLV auf Spinning und Non-Spinning in den jeweiligen Ländern .....	46

Tabelle 23: Übersicht, welche Cluster welche Art von Regelleistung vorhalten .....	46
Tabelle 24: Durchschnittliche Verfügbarkeiten der Erzeugungscluster in Deutschland .....	49
Tabelle 25: Grenzen zu Randgebieten.....	52
Tabelle 26: Angestrebte Inbetriebnahmejahre der in Deutschland geplanten HGÜ (Quelle: Monitoring des Stromnetzausbaus Q1/2024, Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045) .....	54
Tabelle 27: Betrachtungsjahre und zugrundeliegende Datensätze der Netzberechnungen .....	55
Tabelle 28: Netzverluste im Betrachtungsgebiet; (Quelle: FfE).....	58